

**UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y
EMPRESARIALES**

**Departamento de Economía Financiera y Contabilidad
III (Economía y Administración Financiera de la
Empresa)**



**ANÁLISIS DE LOS FACTORES CLAVE PARA LA
INVERSIÓN EN PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES
: EL CASO TERMOSOLAR : LA TRANSICIÓN DE UN
MODELO ECONÓMICO "ENERGÍVORO" A UN MODELO
ECONÓMICO SOSTENIBLE**

**MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR
PRESENTADA POR**

José Ignacio Morales Plaza

Bajo la dirección de los doctores
Juan Mascareñas Pérez Íñigo

Madrid, 2011

ISBN: 978-84-695-0758-2

©José Ignacio Morales Plaza, 2011

TESIS DOCTORAL
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES
UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

**ANÁLISIS DE LOS FACTORES CLAVE PARA LA INVERSIÓN
EN PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES: EL CASO
TERMOSOLAR**

**LA TRANSICIÓN DE UN MODELO ECONÓMICO “ENERGÍVORO”
A UN MODELO ECONÓMICO SOSTENIBLE**

DIRECTOR:
JUAN MASCAREÑAS PÉREZ ÍÑIGO
CATEDRÁTICO
DPTO. ECONOMÍA FINANCIERA Y CONTABILIDAD III.
UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

JOSÉ IGNACIO MORALES PLAZA
UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID
MADRID. 2010

*A mi familia, Valeria y Gonzalo, a quienes les he robado
el tiempo que he dedicado en los últimos años a esta tesis.
A mis padres y hermanos, quienes han sido, son y serán siempre una
fuente inagotable de estímulo y mejora intelectual.
A los Doctores en mi familia. Gracias por su motivación y ejemplo.*

ÍNDICE

Índice de la Tesis

Capítulo I. Introducción. Objetivos y Metodología

1.1 Racional de la tesis. Factores clave para la inversión en proyectos de energías renovables: el Caso Termosolar.

1.2 Metodología de la tesis

Capítulo II: Revisión de la Literatura. La doctrina acerca de la iniciativa privada, pública o sistemas mixtos en los marcos normativos como factores de atracción de la inversión hacia la energía termosolar.

2.1. Introducción: El mito de la “regulación” como factor explicativo único y omnipotente

2.1.1 La regulación clave del éxito, pero no el único factor de explicación.

2.1.2 Principales riesgos de los marcos normativos: qué es lo que más preocupa a los inversores. La problemática de la “retroactividad”.

2.2 Factores adicionales a la regulación de vital importancia para la atracción de la inversión.

2.2.1 Recursos naturales: cuando la tecnología y la industria se enfrentan a la naturaleza.

2.2.2 Sistema financiero: el gran “olvidado”.

2.2.3 La existencia de factores sociales, políticos y económicos: la importancia de tener un “consumidor” preparado.

2.2.4 La importancia de la “disponibilidad” de la tecnología.

2.2.5 Otros factores relevantes: la infraestructura de transporte y las dificultades administrativas.

2.3 La importancia de la “estabilidad” y “previsibilidad” de los incentivos independientemente del sistema elegido

2.3.1 No sólo se trata de elegir un sistema u otro, sino de la sabia administración del sistema elegido.

2.3.2 La importancia de los tiempos: las renovables son una apuesta del largo plazo.

2.4 Conclusiones

Capítulo III. Análisis de los proyectos de energías renovables

3.1 Definición: ¿Qué son las energías renovables?

3.1.1. Las Fuentes de Energía: "limpias" versus "contaminantes"

3.1.2. Energías Renovables "limpias"

3.2. Peculiaridades económicas, financieras y de gestión de riesgos frente a otros sectores

3.2.1 Peculiaridades financieras desde la óptica de la inversión

3.2.1.1 Mecanismos de garantía de la rentabilidad de las inversiones en proyectos de energías renovables.

3.2.1.2 Mecanismos de fomento

3.2.1.3 Mecanismos para la financiación inicial de los proyectos

3.2.1.4 Mecanismos para mejorar la rentabilidad e incrementar la atracción hacia los proyectos

3.2.2 Peculiaridades financieras desde la óptica de la financiación de los proyectos de energías renovables.

3.2.2.1 Financiación contra activos (*asset finance*)

3.2.2.2 Financiación corporativa (*corporate finance*)

3.2.2.3 Financiación contra proyecto (*project finance*)

3.2.2.4 Financiación mediante bonos proyecto (*project bonds*)

3.2.3 Peculiaridades financieras desde la óptica de la gestión de riesgos.

3.3 Peculiaridades específicas de los proyectos termosolares

3.3.1 Los proyectos termosolares encajan a los inversores y son parte del compromiso político de Europa para cumplir sus objetivos de creación de un mercado energético único, solidario y autoabastecido.

3.3.2 ¿Qué papel juegan los proyectos termosolares en este contexto de las energías renovables en Europa?

3.4 Conclusiones

Capítulo IV. Estado de la tecnología de generación en el campo termosolar

4.1 Introducción a la energía termosolar.

4.2 Principales características tecnológicas de las instalaciones.

4.3.- Principales características técnico – económicas.

4.4. Otras características específicas de los desarrollos tecnológicos en el campo termosolar.

4.4.1. Madurez tecnológica de los desarrollos termosolares

4.4.2.- Tamaño de las instalaciones.

4.4.3. Limitaciones tecnológicas de los proyectos de torre central.

4.4.4. Limitaciones tecnológicas de los proyectos cilindro – parabólicos.

4.5. Disponibilidad de las instalaciones.

4.6.- Otros aspectos del diseño de centrales de colectores cilindro – parabólicos.

4.6.1.- Aspectos generales del diseño de planta.

4.6.2. El campo solar y el sistema de almacenamiento de calor.

4.6.3. El sistema de fluido térmico.

4.6.4. Descripción técnica del funcionamiento del ciclo de vapor y sus sistemas auxiliares.

4.7. Conclusiones del capítulo

Capítulo V: Estudio de la regulación: España (UE), MENA, y EEUU

5.1. Marco jurídico actual de las renovables y la energía termosolar. El reto de regular para atraer la inversión

5.2 Sistema de tarifas reguladas: España como representante del sistema más desarrollado en el cinturón solar de la Unión Europea

5.2.1 El contexto de la regulación de las energías renovables en la Unión Europea.

5.2.2 Conclusiones de la revisión del marco normativo europeo: mucho ruido y pocas nueces.

5.2.3 La visión española del marco normativo europeo: la regulación de las renovables en España.

5.2.4 Conclusiones de la revisión del marco normativo español: la clave de la estabilidad regulatoria.

5.3 Oriente Medio & Norte de África: como representante de un sistema de acuerdo entre compañías privadas (PPA –power purchase agreement).

5.3.1 Los *PPAs –power purchase agreement*: manda la voluntad de las partes con un nulo apoyo institucional.

5.3.2 El caso específico de la región MENA.

5.3.3 Conclusiones del análisis del sistema de PPAs en la región MENA.

5.4 Sistema mixto de contratos privados (PPAs) complementados con incentivos fiscales y obligaciones normativas: Estados Unidos como representante del sistema mixto.

5.4.1 El refuerzo fiscal y la obligación de generación renovable como refuerzo del contrato privado: el sistema mixto.

5.4.2 El sistema mixto aplicado en EEUU.

5.4.3 Conclusiones acerca del sistema mixto aplicado en EEUU.

5.5 Conclusiones

Capítulo VI: Análisis de los resultados de la modelización de la inversión en proyectos de energías renovables: los planes de negocio termosolares

6.1 Desarrollo de los planes de negocio en el campo de la tecnología termosolar.

6.1.1 Estructuración del plan de negocio para la tecnología termosolar.

6.1.2 Los pasos en la estructuración de la financiación de un proyecto termosolar.

6.1.3 Los riesgos específicos en la estructuración financiera de la inversión en proyectos termosolares.

6.2 Comparativa de los planes de negocio termosolar: El plan de negocio de Torre Central frente al plan de negocio de la tecnología Cilindro Parabólica.

6.2.1 El plan de negocio de la tecnología de Torre Central

6.2.1.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de cash flow.

6.2.1.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar de torre central.

6.2.1.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar de torre central.

6.2.1.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar de torre central.

6.2.1.5 Conclusiones del análisis del plan de negocio termosolar de torre central.

6.2.2 El plan de negocio de la tecnología de Cilindro Parabólico

6.2.2.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de cash flow.

6.2.2.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.2.2.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.2.2.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar cilindro parabólico.

6.2.3 Conclusiones de la comparación de los resultados de los dos planes de negocio

6.3 Modelización del caso base financiero en un entorno de sistema de tarifas reguladas. El caso de la tecnología cilindro parabólica en España.

6.3.1 Ventajas y desventajas del sistema tarifario: lecciones aprendidas

6.3.2 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de tarifas.

6.3.3 Conclusiones del análisis de los planes de negocio en un entorno de tarifas reguladas.

6.4 Modelización del caso base financiero en un entorno de sistema de de contratos privados (PPAs) complementados con incentivos fiscales y obligaciones normativas. El caso de la tecnología cilindro parabólica en Estados Unidos.

6.4.1 Ventajas y desventajas del sistema de PPAs más incentivos fiscales: lecciones aprendidas

6.4.2 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de PPAS más incentivos fiscales.

6.4.2.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de cash flow.

6.4.2.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.4.2.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.4.2.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar cilindro parabólico.

6.4.2.5 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de sistema mixto de incentivos fiscales más los contratos de PPAs.

6.4.3 Conclusiones del análisis de los planes de negocio en un entorno de mezcla de iniciativa privada y apoyo público.

6.5 Modelización del caso base financiero en un entorno de sistema de acuerdo entre compañías privadas (PPA –*power purchase agreement*). El caso de la tecnología cilindro parabólica en Oriente Medio & Norte de África.

6.5.1 Ventajas y desventajas del sistema de PPAs puro: lecciones aprendidas

6.5.2 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de PPAS puros.

6.5.2.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de cash flow.

6.5.2.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.5.2.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.5.2.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar cilindro parabólico.

6.5.2.5 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de sistema puro de contratos PPAs.

6.5.3 Conclusiones del análisis de los planes de negocio en un entorno de iniciativa privada y apoyo público.

6.6 Conclusiones.

Capítulo VII. Conclusiones

7. Conclusiones de la tesis

8. Bibliografía

9. Índice de gráficos y tablas

10. Abreviaturas & Glosario de términos

11. Anexos

Anexo I. Plan de Negocio de planta termosolar de torre central de 17 MW con almacenamiento térmico. Ubicación: España.

Anexo II. Plan de Negocio de planta termosolar cilindro parabólica de 50 MW con almacenamiento térmico. Ubicación: España.

Anexo III. Plan de Negocio de planta termosolar cilindro parabólica de 240 MW con almacenamiento térmico. Ubicación: Estados Unidos.

Anexo IV. Plan de Negocio de planta termosolar cilindro parabólica de 240 MW sin almacenamiento térmico. Ubicación: Estados Unidos.

Anexo V. Plan de Negocio de planta termosolar cilindro parabólica de 100 MW sin almacenamiento térmico. Ubicación: Emiratos Árabes Unidos.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN. RACIONAL Y METODOLOGÍA.

1. INTRODUCCIÓN. RACIONAL Y METODOLOGÍA.

1.1 Racional de la tesis.

El siglo XXI ha comenzado su primera década de una forma un tanto convulsa en prácticamente todos los países del mundo. Hemos vivido acontecimientos de diversa índole política, social, y económica que sin duda marcarán, en algunos aspectos clave, el futuro más inmediato de la Humanidad. Cambios en las relaciones de poder de los bloques políticos, crisis económicas de una profundidad tal que se comparan con los peores momentos económicos de la Historia Moderna y cambios sociales de primer orden que implican una variación en las prioridades de lo que los ciudadanos consideran globalmente importante.

Uno de los acontecimientos más relevantes es a nuestro juicio el repentino nacimiento de una mayor conciencia social acerca del desarrollo sostenible¹. Una de las preocupaciones que figuran en las agendas de todos los mandatarios a nivel mundial es el cambio climático como exponente de una creciente concienciación social de que el modelo con el que hemos crecido y nos hemos desarrollado durante el S. XX simplemente no es válido. Es lo que algunos se han apresurado a calificar como una “verdadera emergencia planetaria”².

No es válido desde una óptica social, ya que se está produciendo un distanciamiento cada vez mayor entre los países de mayor y los de menor riqueza.

Tampoco resulta óptimo desde una óptica geopolítica, ya que el actual modelo de crecimiento supone una enorme dependencia de terceros países, proveedores de materias primas clave, que se caracterizan por su poca estabilidad institucional.

¹ No se trata de un problema nuevo, sino probablemente de un viejo problema que ha cobrado un mayor protagonismo debido en gran medida al apoyo que este tema ha recibido de diferentes iconos mediáticos. Sirva sólo como botón de muestra, el ejemplo del ex vicepresidente norteamericano AL GORE, cuya defensa del “conservacionismo” y el apoyo a todas las medidas de lucha contra el cambio climático han servido para que se le otorgara el Nobel de la Paz de 2007 junto con el *Intergovernmental Panel on Climate Change* de Naciones Unidas.

² AL GORE ET AL. “An Inconvenient Truth: The Planetary Emergency of Global Warming and What We Can Do About It”. New York. June 2006. 328 Pags. Ed. Getisa (en Español). 2007. ISBN 978-84-9784-203-7.

Y desde luego no lo es tampoco desde una óptica económica, ya que el modelo de crecimiento global implica un uso cada vez más intensivo de energía, cuyo origen se basa mayoritariamente en combustibles fósiles para los que no existe suficiente garantía de suministro futuro. Vivimos actualmente en un modelo de “economía energívora” tal y como lo define el Libro Verde de la Energía aprobado por la COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS³ el 29 de noviembre del 2000.

En este complejo escenario nace la idea de invertir en nuevas formas de generación de energía, las llamadas energías renovables⁴, que cumplan con las exigencias de los ciudadanos, los políticos, y en general, con un modelo socio-económico más responsable y respetuoso con su entorno.

En este contexto internacional, sorprende comprobar cómo un país como España se ha situado a la cabeza de los países desarrollados junto con Alemania y EEUU en el fomento de este tipo de energías limpias⁵, respetuosas con el medio ambiente y totalmente compatibles con un modelo de desarrollo sostenible a largo plazo.

Aquí empleamos el término de “desarrollo sostenible” en los mismos términos en los que lo hacía la Comisión Mundial para el Desarrollo del Medio Ambiente (“Comisión Brundtland”⁶) ya en el año 1987:

“El desarrollo sostenible es aquél que satisface las necesidades actuales sin poner en peligro la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades.”

³ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. “Libro Verde. Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”. Bruselas. Año 2000.

⁴ Con este término nos referimos a la energía que se obtiene de fuentes naturales inagotables, bien por la inagotable disponibilidad del recurso o bien porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

⁵ MÁRQUEZ SALAZAR, Carlos. Research Director at CSP & CPV Today. “An Overview of CSP in Europe and MENA”. Ed. CSP Today. London. UK. October, 2008.

⁶ En 1983 la ONU estableció una Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, dirigida por Gro Harlem Brundtland, quien había sido nombrada Primera Ministra en Suecia. Bajo el nombre de “Comisión Brundtland” se iniciaron una serie de estudios, mesas redondas y conferencias públicas en todo el mundo con el fin de profundizar en el concepto de desarrollo sostenible. Al cabo de tres años, en abril de 1987, fue publicado el documento “Our Common Future”, también conocido como el “Informe Brundtland”. En dicho trabajo, en su capítulo segundo “Towards Sustainable Development”, se da a conocer la definición más comúnmente empleada de “desarrollo sostenible”.

Intencionadamente se señalaba en párrafos anteriores una cierta “sorpresa” al realizar la afirmación relativa al papel protagonista de España, ya que no es un país que se haya distinguido en el pasado por una gran capacidad de innovación tecnológica y ni si quiera, por el hecho de ser un país con una gran conciencia ambiental. Tampoco se haya entre la “elite industrial” a nivel internacional (el nuestro ha sido un modelo de crecimiento muy apoyado en el sector servicios con el turismo liderándolo, y un crecimiento económico interno y una generación de empleo muy vinculada en los últimos años a un sector tan poco innovador como el de la construcción).

Es en ese punto en el que se puede analizar con cierta perplejidad cómo un país con estos condicionantes está a la cabeza en el desarrollo técnico de muchas de esas nuevas fuentes de energía. Y no sólo en el campo técnico, sino también ostenta posiciones de privilegio desde el punto de vista de la inversión, de la financiación de dichos proyectos y desde el punto de vista de la modernidad y estabilidad regulatoria⁷ tan favorecedora de este tipo de inversiones.

Dentro del mundo de las energías renovables⁸, el análisis se ha centrado en el caso concreto de la energía termosolar por varias razones.

La primera de ellas y no por ello la más importante, reside en el hecho de que según apuntan los expertos, es casi con toda probabilidad la fuente de energía renovable que con criterios de “escalabilidad”⁹,

⁷ Aunque la percepción generalizada de los promotores de proyectos de energía renovable manifestada en múltiples entrevistas es que dicha estabilidad se está perdiendo a pasos agigantados. Citan como ejemplo el último esfuerzo normativo para el sector, el RDL 6/2009 de medidas para el sector energético y adopción del “bono social” publicado en el BOE con fecha del 7 de abril del 2009, un posterior intento en octubre de 2009 con una Enmienda aprobada en el Senado acompañando la Ley SOCIMI, que finalmente fue rechazada por el Congreso. Tan sólo unas semanas después, el Gobierno circuló de igual forma el anteproyecto de la “Ley de Economía Sostenible”. Todas estas alteraciones suponen más de cuatro intentos de cambios legislativos en apenas seis meses durante el año 2009.

⁸ A pesar de que las renovables tal cal las concebimos hoy día pueden ser consideradas como algo relativamente nuevo, esta intuición es a todas luces incorrecta. Se puede consultar el trabajo de la INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). “Guidelines for the economic analysis of renewable energy technology applications”. OECD. Year 1991. ISBN 10 9264134816 para conocer más en detalle los primeros análisis de las tecnologías renovables en fechas tan tempranas como en 1991.

⁹ La “escalabilidad” en el sector de la energía hace referencia a las posibilidades que tendrían las empresas eléctricas para realizar desarrollos a gran escala de activos de generación apoyados en la energía termosolar.

puede alcanzar en el medio y largo plazo los costes más competitivos en la comparación con la energía generada mediante el uso de los combustibles fósiles¹⁰.

Una segunda razón de peso es que España es un observatorio mundial absolutamente privilegiado, ya que en la actualidad se concentra en su suelo el grueso de la inversión en proyectos termosolares, ya que según algunas fuentes¹¹, España acumula actualmente el 50% de todos los proyectos contruidos o en construcción de energía termosolar en el mundo.

Una tercera razón por la que se ha escogido la energía termosolar se apoya en el hecho de que es dentro de las renovables, una de las pocas energías con potencialidad para ser "gestionable", es decir, ser una de las pocas energías que pueden ser planificadas en función de las necesidades de la red de transporte de energía de un país. Esto sólo ocurre en aquellos desarrollos termosolares que incluyen sistemas de almacenamiento, apoyados tanto en aceites térmicos como en sales fundidas.

Otra razón de peso se encuentra en el hecho de que mientras que otras energías renovables como la fotovoltaica o la eólica se las puede considerar como tecnologías "maduras¹²", en el caso de la energía termosolar su modelo de negocio está todavía evolucionando, de forma que resulta muy atractivo realizar la reflexión acerca de cuáles son los factores que pueden acabar dibujando su fisonomía como sector económico en el futuro.

¹⁰ Así lo apuntan varios autores y comisiones de estudio. Sirva como botón de muestra MÁRQUEZ SALAZAR, Carlos. Research Director at CSP & CPV Today. "An Overview of CSP in Europe and MENA". CSP Today. October, 2008. En el "Executive Summary", en su página 3 apunta el enorme potencial en la escalabilidad de la energía termosolar. De igual forma se manifiesta la Western Governors Association. 2006. Documento descargable en la web: <http://www.westgov.org/wga/initiatives/cdeac/Solar-full.pdf>.

¹¹ SPELLMANN, Hermmann et al. "The CSP Industry. An awakening giant". Deutsche Bank Research. Marzo 2009. Disponible con clave privada en la web: http://www.dbresearch.com/servlet/reweb2.ReWEB?rwsite=DBR_INTERNET_EN-PROD

¹² RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY. "Renewables global status report. 2009 Update". Table R4. Renewable Electric Power Capacity, Existing as of 2008 (estimated) Página 24. Según este informe, España es el cuarto país del mundo por capacidad renovable instalada, sólo por detrás de China, EEUU y Alemania. En términos de energía eólica, España es la tercera potencia mundial, sólo por detrás de EEUU y Alemania. En términos de fotovoltaica, España es la segunda potencia mundial, sólo por detrás de Alemania.

La quinta razón por la que se realizará el análisis sobre los desarrollos termosolares reside en lo comparable de los proyectos a nivel internacional. Es decir, no centraremos el análisis exclusivamente en el mercado español, sino que realizaremos una comparación de los desarrollos termosolares en las tres zonas geográficas que a la luz de la opinión de los expertos sectoriales, reúnen las mejores condiciones físicas, económicas y financieras para el desarrollo de este sector. Dichas zonas son: Sur de Europa (representada básicamente por los proyectos en España), la región del Norte de África y Oriente Medio (representada por los proyectos actualmente en desarrollo en los Emiratos Árabes Unidos) y la región del Sudoeste de los Estados Unidos de América (básicamente se trata de cinco estados incluidos en lo que se denomina como el "cinturón solar" norteamericano: Arizona, California, Colorado, Nevada y Nuevo México fundamentalmente).

Otra clave para fijarnos en el modelo termosolar se encuentra en su juventud. Se trata de un sector industrial tremendamente joven, con apenas tres décadas de historia, lo que lo hace un modelo tremendamente interesante de estudio a la hora de fijar patrones de crecimiento futuro para otros sectores con el enorme potencial que tienen los proyectos de inversión en energías renovables.

Y la última razón, es el hecho de que al igual que ocurre con muchas otras inversiones en el campo de la energía, los proyectos de inversión en termosolar se caracterizan por estar fuertemente apalancados, lo que exige una madurez del sistema financiero y una coyuntura de los mercados internacionales de financiación muy concretas para que este tipo de proyectos puedan ser desplegados de forma masiva.

La tesis tratará por tanto de identificar los factores que explican esta situación de privilegio de España en el campo de las energías renovables y más concretamente, en el campo termosolar. Trataremos de identificar aquellos factores de éxito, los ingredientes que explican la ubicación predominante de nuestro país en el contexto internacional en este campo específico de inversión. Este objetivo lo cubriremos estableciendo comparaciones con otras zonas geográficas del mundo, que estando igual o incluso mejor dotadas desde el punto de vista de los recursos naturales, sin embargo no han sabido o podido aprovechar de igual forma su oportunidad para hacer despertar un sector joven, dinámico y creciente como el de las energías renovables, y más concretamente, el sector termosolar.

1.2 Metodología de la tesis.

El objetivo de la tesis es tratar de investigar acerca de las razones por las cuales unas zonas geográficas han sido muy exitosas en la atracción de las inversiones en energías renovables y otras, un estrepitoso fracaso, a pesar de que en muchas ocasiones estas segundas están mejor dotadas desde el punto de vista de los recursos naturales.

Para ello, se ha analizado el marco normativo de las tres zonas geográficas más óptimas para las energías renovables y especialmente, para la energía termosolar. Estas tres zonas son el Sur de Europa (representada por los planes de negocio desarrollados en España), la región del Norte de África y Oriente Medio (MENA en sus siglas en inglés, y representada por los planes de negocio desarrollados en los Emiratos Árabes Unidos) y por último, el cinturón solar del Sudoeste de EEUU.

No sólo se ha analizado el marco de incentivos institucionales al desarrollo de las renovables, sino que se han desarrollado los planes de negocio de una planta óptima para la tecnología termosolar dados los condicionantes técnicos, económicos y legales en cada una de las tres zonas geográficas seleccionadas. Se han comparado los retornos obtenidos y el riesgo asociado al desarrollo de dichos proyectos.

En contra de la mayor parte de la literatura, se ha considerado en el análisis no sólo el marco normativo, a quien la mayor parte de los autores asigna casi un papel único protagonista y responsable del éxito o fracaso de la atracción de la inversión, sino también otros factores como el papel del sistema financiero, las dificultades de los trámites administrativos de permisos y licencias, la red de transporte de electricidad del país y su gestión, la existencia de una mínima infraestructura de tecnología y capital humano, una mínima dotación de recursos naturales y por supuesto, la existencia de un “consumidor” concienciado y dispuesto a pagar por un modelo de desarrollo sostenible que no comprometa el crecimiento de las generaciones futuras.

Las energías renovables son una nueva industria que ha atraído poderosamente el interés de los inversores, que han mostrado un voraz apetito por las inversiones en este campo. Específicamente, se ha escogido la industria termosolar porque es una industria todavía en plena metamorfosis, lejos de la madurez de la eólica o la fotovoltaica. España, siendo un país con poca tradición industrial, sin embargo ocupa actualmente una posición de liderazgo mundial en el campo de la energía termosolar. Esto se ha debido a una confluencia de factores

que iremos analizando a lo largo de la tesis, tratando de identificar la "exportabilidad" de su éxito.

El Capítulo II se ha destinado fundamentalmente al análisis de la literatura más especializada sobre las inversiones en renovables. El estado del arte en términos de opinión generalizada, apunta en muchos casos hacia un único factor clave: la regulación como protagonista único del éxito o fracaso en ese esfuerzo de atracción de la inversión internacional hacia los proyectos termosolares. Sin embargo, la tesis demuestra teórica y empíricamente que no es acertado ese planteamiento. Se realizan análisis en paralelo de la industria eólica y fotovoltaica, como referencias de desarrollos más maduros que evidencian que se ha instalado en muchos países capacidad de generación renovable tanto con sistema de tarifas (fotovoltaica con el liderazgo de Alemania y España) como con el sistema de contratos privados e incentivos fiscales (el caso de la eólica en EEUU).

No hay un único factor, sino varios elementos que configuran una realidad poliédrica a cuyo éxito contribuyen distintos elementos: un sector bancario maduro, una regulación estable y predecible, unas infraestructuras eléctricas adecuadas, una transparencia en todo el proceso de licencias y por supuesto, una concienciación social que permita tener un consumidor dispuesto a pagar por el extra-coste de la "renovabilidad" de las actividades de generación eléctrica.

El Capítulo III comienza clarificando el concepto de las energías renovables y acotando el alcance de las mismas. Se analiza en una primera etapa las razones de su éxito en su comparación con otros vehículos de inversión como los bonos o las acciones, analizando su perfil como vehículo de inversión en términos de retorno y riesgo. A continuación, se analizan las posibilidades de financiación de estos proyectos de inversión de entre los disponibles en mercado.

No sólo se trata de comprobar que existe un inversor interesado en la energía termosolar por su atractivo perfil de rentabilidad y riesgo, sino también se dan pruebas de que existe un gran compromiso público de apuesta por las renovables y la tecnología termosolar. Ésta es una de las mejores vías del poder público para de verdad empujar un modelo económico menos "energívoro", al tiempo que se cumplen sus objetivos de creación de un mercado energético único, solidario y autoabastecido.

Una vez que se ha centrado y acotado la inversión en el campo de la energía termosolar, es absolutamente imprescindible entender el

funcionamiento de las plantas a partir del uso de las diferentes tecnologías disponibles en mercado. A escala industrial, sólo la cilindro parabólica y la de torre central tienen suficientes megavatios instalados como para poder considerarlas "industrialmente escalables".

Seleccionadas por tanto las dos tecnologías económicamente viables, en el Capítulo IV se desmenuzan los detalles técnicos de los planes de negocio. La termosolar es dentro del mundo de las renovables, la tecnología más intensiva en capital, por lo que típicamente se habla de inversiones de cientos de millones de euros. Por esta razón, es absolutamente clave poder entender el funcionamiento técnico de la planta para poder presupuestarla y cuantificar los volúmenes de inversión que se integrarán en el plan de negocio.

De otra parte, el conocimiento técnico del proyecto industrial es una tarea obligada con el fin de poder comprender los riesgos del proyecto en toda su dimensión. Tal y como se señalan en esta tesis, éstas son inversiones que tienen un alto retorno en comparación con otras alternativas de inversión, pero cuya medición de riesgos debe hacerse de forma diferente a cómo se hace en los productos financieros, ya que el principal riesgo en este caso es técnico por un lado, y legal-regulatorio por el otro.

Una vez conocidos los entresijos técnicos de los proyectos de inversión, es tarea obligada el conocimiento del régimen jurídico aplicable, a cuyo análisis se destina el Capítulo V. En un negocio regulado como el de la energía en la mayor parte de los países del mundo, es absolutamente imprescindible el conocimiento del régimen legal y económico específico de las renovables. En éste se apoyará en menor o mayor medida la rentabilidad y riesgo del proyecto en función del modelo de incentivos a la generación con origen renovable finalmente escogido. La comparativa internacional permite identificar básicamente tres modelos: el sistema tarifario, con los Estados como garantes últimos de la retribución de los activos de generación, el sistema puro de contratos privados (los denominados *power purchase agreements*), implantados fundamentalmente en aquellas zonas geográficas en las que se encuentran los marcos institucionales con menor credibilidad, y por último, los sistemas mixtos, que combinan un apoyo público limitado combinado con las fuerzas de mercado, con la iniciativa privada que es en última instancia quien debe empujar este tipo de inversiones.

En el Capítulo V se señalan los principales inconvenientes y ventajas de los tres sistemas, no reduciendo el análisis sólo a su rentabilidad, sino tratando de acotar sus consecuencias en el campo de la

"*financiabilidad*" de los proyectos y el perfil de riesgo asociado a los mismos.

Una vez conocidos los aspectos técnicos y legales del proyecto, en el Capítulo VI se han construido los modelos financieros asociados a cada tecnología (caso base para la tecnología de torre central y para la cilindro parabólica), y seleccionada una de las tecnologías, se ha construido un modelo financiero para cada región solar (Europa representada por las centrales construidas en España, los Emiratos Árabes Unidos como exponente de los proyectos del Norte de África y Oriente Medio, y por último, el modelo financiero para el mercado de los Estados Unidos). Esta modelización financiera permite hacer una doble comparación, primero por tecnologías disponibles a nivel industrial, y en segundo lugar, una comparación internacional que permita identificar a través de proyectos concretos los factores de éxito de la atracción de la inversión hacia los proyectos de energía renovable, y más concretamente el caso termosolar.

En los modelos financieros se han aplicado análisis de sensibilidad sobre las variables e hipótesis más relevantes, y se han corrido varios ejercicios de simulación de Montecarlo con el fin de conocer la fortaleza de los retornos y la consistencia de las estructuras de financiación de los proyectos termosolares.

En el Capítulo VII se recogen las principales conclusiones de los modelos financieros y de los análisis de los entornos en los cuales se desenvuelve la inversión termosolar, apuntando claramente a Europa como el presente más tangible de las inversiones en energía termosolar, y a EEUU como el futuro más prometedor para el sector, una vez se haya acondicionado un entorno óptimo para la inversión en esta novedosa tecnología.

**CAPÍTULO II: REVISIÓN DE LA LITERATURA. LA DOCTRINA ACERCA DE LA
INICIATIVA PRIVADA, PÚBLICA O SISTEMAS MIXTOS EN LOS MARCOS
NORMATIVOS COMO FACTORES DE ATRACCIÓN DE LA INVERSIÓN HACIA
LA ENERGÍA TERMOSOLAR.**

Capítulo II: Revisión de la Literatura. La doctrina acerca de la iniciativa privada, pública o sistemas mixtos en los marcos normativos como factores de atracción de la inversión hacia la energía termosolar.

2.1. Introducción: El mito de la “regulación” como factor explicativo único y omnipotente

2.1.1 La regulación clave del éxito, pero no el único factor de explicación.

2.1.2 Principales riesgos de los marcos normativos: qué es lo que más preocupa a los inversores. La problemática de la “retroactividad”.

2.2 Factores adicionales a la regulación de vital importancia para la atracción de la inversión.

2.2.1 Recursos naturales: cuando la tecnología y la industria se enfrentan a la naturaleza.

2.2.2 Sistema financiero: el gran “olvidado”.

2.2.3 La existencia de factores sociales, políticos y económicos: la importancia de tener un “consumidor” preparado.

2.2.4 La importancia de la “disponibilidad” de la tecnología.

2.2.5 Otros factores relevantes: la infraestructura de transporte y las dificultades administrativas.

2.3 La importancia de la “estabilidad” y “previsibilidad” de los incentivos independientemente del sistema elegido

2.3.1 No sólo se trata de elegir un sistema u otro, sino de la sabia administración del sistema elegido.

2.3.2 La importancia de los tiempos: las renovables son una apuesta del largo plazo.

2.4 Conclusiones

2. REVISIÓN DE LA LITERATURA. LA DOCTRINA ACERCA DE LA INICIATIVA PRIVADA, PÚBLICA O SISTEMAS MIXTOS EN LOS MARCOS NORMATIVOS COMO FACTORES DE ATRACCIÓN DE LA INVERSIÓN HACIA LA ENERGÍA TERMOSOLAR.

2.1. Introducción: El mito de la “regulación” como factor explicativo único y omnipotente.

Son muchas las voces en la literatura que sistemáticamente y en nuestra opinión, con algo de “ligereza”, atribuyen a la regulación todo el éxito o fracaso en el esfuerzo de atracción del capital privado hacia las inversiones en este sector específico de las renovables.

Basta con señalar que muchos sectores como el de la energía reciben sistemáticamente la etiqueta de “regulado”. Y ciertamente el energético lo es, pero se trata de profundizar un poco más en el análisis de los factores que explican por qué unos sistemas de incentivos funcionan en unos mercados y no en otros. E incluso, por qué sistemas por ejemplo, como el de tarifas, similares en su generosidad en dos puntos geográficos diferentes, atraen mucho capital privado en uno de ellos y son un fracaso rotundo en el otro.

La mejor evidencia de ello es la propia Unión Europea, en la que conviven veintisiete sistemas de incentivos diferentes, de los cuales dieciocho se apoyan fundamentalmente en los sistemas de tarifas, a pesar de lo cual, sólo hay dos países europeos a la cabeza de las renovables a nivel mundial: Alemania y España.

2.1.1 La regulación clave del éxito, pero no el único factor de explicación.

La asunción de que la regulación es prácticamente el único factor explicativo es una hipótesis implícita que se encuentra en mucha de la bibliografía sobre las energías renovables. Así sorprende que la propia COMISIÓN EUROPEA afirme con rotundidad en su documento¹³ “*The support of electricity from renewable energy sources*” lo siguiente: “*ya en 2005, los regímenes de sistemas de tarifas bien adaptados son generalmente los sistemas de apoyo más eficientes y eficaces para la promoción de la electricidad renovable*”.

¹³ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. *Commission Staff Working Document. “The support of electricity from renewable energy sources. Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources”*. Brussels, 23.1.2008. SEC(2008) 57. COM(2008) 19 final. Traducido del epígrafe “Summary” de la página 3.

Realiza esta afirmación en la introducción de dicho análisis que se supone está encaminado a analizar los distintos sistemas de apoyo a la inversión. Una de las mayores falacias a nuestro entender es equiparar la totalidad del un "sistema de apoyo" con la regulación específica de las renovables, como si no hubiera más instrumento de apoyo que la promulgación en el Boletín Oficial del Estado de una tarifa, como si fuera el aspecto de pura retribución el único que consideran los promotores a la hora de evaluar una alternativa de inversión.

No se tiene en cuenta ningún otro factor explicativo para medir la eficacia del sistema. El razonamiento es tan simple como afirmar que como hay un sistema de tarifas, y en ese país se han producido muchas inversiones en renovables, este es el factor determinante de la atracción del capital privado.

La primera crítica nace casi directamente de la lectura del mismo documento de la UE, ya que tan sólo unas líneas más adelante se afirma: "*actualmente, los 27 "Estados Miembro" operan 27 sistemas nacionales de apoyo*". Es decir, la propia UE reconoce la enorme heterogeneidad de los diferentes sistemas implantados en los países miembro. Por ello, la conclusión a la que se llegaba anteriormente es de una gran ligereza.

La decisión de acometer inversiones tan sumamente intensivas en capital no puede ser analizada sino en el contexto de su complejidad. Por ello, se rechaza frontalmente la idea señalada por otros autores e incluso por la propia COMISIÓN EUROPEA¹⁴ de que el éxito o fracaso del despertar de las energías renovables en un determinado país depende exclusivamente del marco normativo. Así, SAENZ DE MIERA y SÁNCHEZ TEMBLEQUE¹⁵ son otros de los autores que apoyan la tesis de asignación del papel casi protagonista en exclusiva a la regulación.

Estos dos autores dentro de la obra colectiva "Tratado de Regulación del Sector Eléctrico" dedican el capítulo 19 del Tomo II al análisis de los

¹⁴ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. *Commission staff working document "The support of electricity from renewable energy sources". Accompanying document to the Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources*. Bruselas. Año 2008. Ref. Documento: COM(2008) 19 final

¹⁵ BECKER, Fernando (Dir.); CAZORLA, Luis M. (Dir.); MARTÍNEZ-SIMANCAS, Julián (Dir.) SALA, Jose M. (Dir.) et al. "Tratado de regulación del Sector Eléctrico". Obra Colectiva. Thomson-Aranzadi. 2 vol. Navarra. Año 2009. Específicamente son los autores SAENZ DE MIERA, Gonzalo & SANCHEZ DE TEMBLEQUE, Luis J. los responsables del Capítulo 19. "La regulación de las energías renovables". Páginas 539-564.

aspectos económicos de la regulación. Comienzan con la siguiente afirmación: *"La regulación es el factor determinante para el adecuado desarrollo de las energías renovables. En este artículo se presentan los principales marcos de apoyo a las energías renovables (primas, certificados verdes y subastas) y se realiza un análisis comparativo - teórico y empírico- de los mismos, concluyendo que los sistemas de primas son los que se están mostrando más eficientes y eficaces en este ámbito"*.

Estos autores señalan de igual forma que *"las energías renovables no se instalan, como en principio podría pensarse, donde más y mejores recursos hay (sol, viento, agua), sino dónde mejores marcos regulatorios existen"*, haciendo de nuevo esa asociación implícita de que el marco regulatorio de nuevo es el único factor de atracción y/o de explicación del *statu quo* del sector. Otros autores con tesis similares son la EUROPEAN RENEWABLE ENERGY COUNCIL¹⁶, VROLIJK¹⁷, GRUBB¹⁸, LAUGHLIN¹⁹, SIMON²⁰ y SMITH²¹.

Es por tanto procedente dar un paso atrás y recopilar brevemente cuales son los marcos regulatorios que se han configurado como sistemas de apoyo a las energías renovables. Hay en el mundo un gran

¹⁶ EUROPEAN RENEWABLE ENERGY COUNCIL. *"Renewable energy in Europe: building markets and capacity"*. James & James Ltd. 2004. 202 páginas. En las páginas 35-33 expresan la misma opinión de asignar a la regulación el poder único de "atracción" de la inversión.

¹⁷ VROLIJK, CHRISTIAAN. *"Climate change and power. Economic Instruments for European Electricity"*. The Royal Institute of International Affairs. Sustainable development programme. Year 2002. 308 pages. Especialmente es en la Parte I páginas 48-103 en las que se identifica el marco normativo como el factor de atracción único.

¹⁸ GRUBB, MICHAEL. *"Renewable Energy Strategies for Europe: Foundations and context"*. Energy and Environmental Programme. Royal Institute of International Affairs. 1995. 195 páginas. El autor en el capítulo I página 20 dice textualmente: *"Renewable energy, in other words, is a matter of strategic policy"*

¹⁹ LAUGHLIN SAWIN, JANET. *"Mainstreaming renewable energy in the 21st century"*. Worldwatch Institute. Year 2004. 76 páginas. Específicamente referidas a la cita son las páginas 33-44.

²⁰ SIMON, CHRISTOPHER A. *"Alternative energy: political, economic, and social feasibility"*. Rowman & Littlefield Publishers, Inc. Year 2007. 233 páginas. Páginas 23-61 específicamente dedicadas al análisis de los sistemas de apoyo e incentivos a las energías renovables.

²¹ SMITH, KIMBERLY K. *"Powering Our Future: An Energy Sourcebook for Sustainable Living"*. Alternative Energy Institute. Year 2005. 339 páginas. Páginas 97-111 específicamente dedicadas a las energías alternativas y sus marcos de apoyo.

número de sistemas de incentivos para las energías renovables. Podrían dividirse básicamente en dos grandes grupos:

- Apoyo a la inversión
 - Subvenciones de capital ligadas a las inversiones
 - Créditos fiscales asociados a las inversiones
 - Bonificaciones en la compra de equipos
- Apoyo operativo
 - Subsidios a los precios mediante “primas”
 - “Certificados verdes”
 - Sistemas de subastas o licitaciones públicas
 - Créditos o bonificaciones fiscales ligadas a la producción

En términos globales, son los sistemas de apoyo operativo los que están significativamente más difundidos. Adicionalmente, estos mecanismos de apoyo operativo podrían desglosarse en aquellos que fijan cantidades a producir frente a los que fijan precios²² a pagar por las cantidades de energía renovable producida. La teoría económica claramente demuestra que dadas las condiciones ideales, los dos sistemas, fijación de precios o cantidades, tienen el mismo impacto económico²³.

Dentro de los sistemas de fijación de cantidades, los más conocidos son los sistemas de “Cuotas”, empleados en siete de los Estados Miembro de la UE.

Este sistema de cuotas consiste en la imposición de una obligación mínima de generación con origen renovable. Sería el equivalente europeo a los *Renewable Portfolio Standards* (RPS) norteamericanos. Esta obligación de la cuota se suele acompañar normalmente por el otorgamiento para su comercialización de “certificados verdes”. De forma que el productor de renovables no sólo vende la electricidad en el mercado, sino que también comercializa estos certificados a otros agentes que al no cumplir la cuota establecida, tendrían que pagar una sanción por la falta de cumplimiento.

²² Se puede ampliar información al respecto en el “Libro Verde” sobre los instrumentos de mercado para el medioambiente y políticas relacionadas. Doc. COM(2007) 140 p.3

²³ WEITZMAN, M. “Prices vs. Quantities”. *Review of Economic Studies*, 1974, vol. 41, issue 4, pages 477-491.

Otro de los sistemas de “cantidad” empleados en el pasado en la UE ha sido el de las “subastas” o “licitaciones”, que han sido habitualmente manejados como sistema principal de apoyo en tres Estados Miembro.

A través de este sistema, el operador eléctrico anuncia unas necesidades de generación con un determinado origen renovable, de forma que son los diferentes jugadores del mercado los que ajustan sus precios con el fin de ser los asignatarios de esos megavatios ofrecidos en la subasta.

Dentro de los sistemas de fijación de precios, el más empleado es con diferencia el sistema de tarifas y primas, que es empleado actualmente por dieciocho de los Estados Miembro. Es el Gobierno el que establece un sistema de primas para cada megavatio generado por las distintas tecnologías renovables.

El productor de la energía renovable normalmente vende su producción en el mercado eléctrico y se ve adicionalmente remunerado con el cobro de una “prima” por cada megavatio producido. Esta tarifa generalmente está garantizada por un periodo que oscila entre los 10-25 años, si bien es cierto, existe una tendencia a que la mayor parte de las garantías temporales se sitúen en torno a los 20 años, lo que suele ser óptimo desde el punto de vista de la financiación.

Parece evidente que este sistema genera en el productor de la energía un fuerte sentimiento de confianza a largo plazo, siempre que sea estable, lo que claramente reduce el riesgo asumido por los inversores y financiadores.

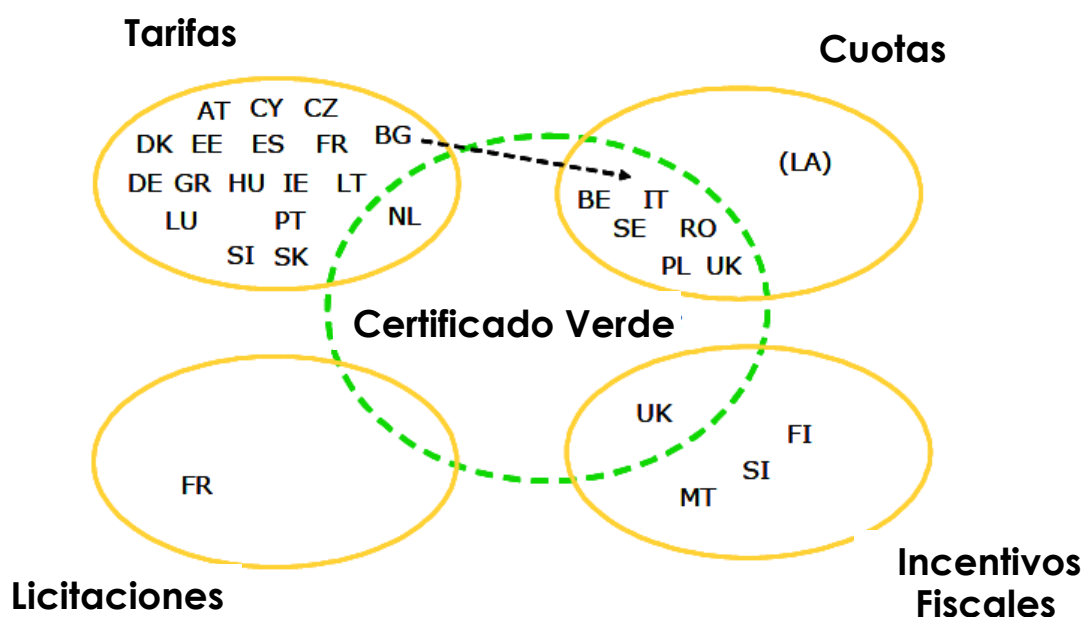
Como variante de lo anterior, dentro de la UE, hay actualmente tres Estados Miembro que ofrecen la posibilidad de elegir entre unos precios fijos (incluyendo la prima) o un sistema de venta en mercado complementado con una prima adicional. Este es el sistema español que obliga al promotor a principio de año a señalar cuál de los dos sistemas elige.

El sistema de “incentivos fiscales”, tales como créditos fiscales, exenciones o bonificaciones son empleados como sistema principal en dos de los Estados Miembro, y como mecanismo suplementario en otros tantos. Esta “vacación” fiscal está permitida por la Directiva 2003/96/EC²⁴ que explícitamente permite estos incentivos fiscales en su

²⁴ Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity (OJ L 283, 31.10.2003, p. 51).

art. 15. El éxito de este tipo de sistemas depende en gran medida de la tasa fiscal efectiva media sobre los ingresos procedentes de la actividad energética.

Gráfico II.1. Sistemas de apoyo a las energías renovables en los Estados Miembro de la UE.



Fuente: RAGWITZ, Mario et al. "OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market". *Intelligent Energy for Europe*. Karlsruhe. February 2007

Independientemente del sistema de apoyo escogido, tal y como señala la COMISIÓN EUROPEA en su documento "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios"²⁵ es absolutamente clave que los organismos públicos creen los incentivos para atraer la inversión privada, pero no sustituyan a esta última en sus decisiones de inversión:

"El análisis de los distintos medios disponibles para promover el desarrollo de las fuentes de energía renovables debería tener en cuenta los efectos positivos de la competencia. A fin de hacer más competitivas a las energías renovables, convendría sobre todo dejar intervenir a las fuerzas del mercado". Estas fuerzas de mercado son claves para que la iniciativa privada tenga los incentivos necesarios para cada vez reducir

²⁵ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios". Bruselas. 1997. COM(97) 599 final.

más los costes de generación y ser energías más competitivas con los combustibles fósiles.

La visión de la Unión Europea es la de tender a la homogenización de los sistemas de apoyo, ya que reconoce en su documento²⁶ *"The support of electricity from renewable energy sources"* la existencia de múltiples sistemas de promoción de las renovables, y no todos con un nivel de resultados aceptable: *"El informe encontró que en general la efectividad y eficiencia de los diferentes esquemas de apoyo a las energías renovables varían sustancialmente en los diferentes Estados"*. Sin duda, un error clave a nuestro juicio en el que incurre la literatura y la mayor parte de los autores citados es la identificación del despliegue de las inversiones en energías renovables con el sistema de apoyo escogido, como si la evidencia empírica no hubiera demostrado que con diferentes sistemas, es posible atraer la inversión. Lo que es clave y la literatura al efecto pasa por ello sin asignarle mucha importancia, es que una vez elegido el sistema, se mantenga la "promesa" para el inversor a largo plazo, se garantice la coherencia del sistema sin vaivenes que supongan cambios de expectativas en términos de riesgo – rentabilidad para la inversión.

Analizando los datos anteriores, y a pesar de la heterogeneidad de las políticas nacionales, se podría afirmar que el grueso de la UE ha apostado por un sistema de tarifas, tal y como aplican Estados muy relevantes en el mundo de las renovables como Alemania o España.

Si abordamos el análisis con un poco más de visión internacional, son varios los sistemas que se han empleado en distintas esquinas del mundo con el fin de poder establecer un marco regulatorio lo suficientemente atractivo como para dirigir la inversión hacia las iniciativas de energías renovables.

El objetivo es claro: se trata de dibujar un marco legal atractivo, estable, sostenible, eficaz y eficiente que de la suficiente rentabilidad al dinero inversor con un adecuado nivel de riesgo y a un coste razonable, tanto si el pagador es el Estado como si lo es el consumidor final directamente. A pesar de que cada una de las soluciones adoptadas en cada país tiene una serie de características de mercado carácter local, podemos agrupar los marcos legales y regulatorios en tres grandes grupos a nivel internacional:

²⁶ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Commission Staff Working Document. "The support of electricity from renewable energy sources. Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources". Brussels, 23.1.2008. SEC(2008) 57. COM(2008) 19 final.

- Sistema de fijación de tarifas reguladas y garantizadas por el Estado (sistema de *feed-in tariff*). Este ha sido el sistema más empleado en Europa. Se apoya fundamentalmente en el hecho de fijar una retribución especial para todos los megavatios de origen renovable, distinguiendo en la remuneración la tecnología utilizada. La gran ventaja de este sistema es que el garante último es el Estado –quien regula la tarifa-, quien te permite vender al sistema toda la producción que tu activo sea capaz de generar durante una determinada ventana temporal (típicamente entre los quince y los veinticinco años).
- Sistemas apoyados en contratos de compraventa directa de la electricidad renovable generada entre el productor y la compañía eléctrica (contrato de *power purchase agreement* o *PPA*) con algunas fuentes adicionales de apoyo público extraordinario. Estas fuentes complementarias de rentabilidad suelen tener su origen en la regulación fiscal. Ejemplos de ello son los créditos fiscales basados en la inversión o producción. Todo ello se refuerza con una obligatoriedad para todas las compañías eléctricas de generar unos porcentajes mínimos de energía renovable. Ejemplo de ello son de igual forma los *Renewable Portfolio Standards* de Estados Unidos como ya habíamos apuntado.
- Sistemas apoyados exclusivamente en contratos de compraventa directa de la electricidad generada entre el productor y la compañía eléctrica (contrato de *power purchase agreement* o *PPA*) sin ninguna fuente adicional de rentabilidad extraordinaria y sin ninguna obligatoriedad de generación eléctrica renovable. Este es el sistema con menores garantías gubernamentales y con el menor respaldo institucional, ya que todos los atractivos para el dinero descansan exclusivamente en la voluntad de las partes que debe quedar reflejada en un contrato privado. Aquí las garantías de tarifa regulada y garantizada, de obligatoriedad de compra del megavatio renovable generado se pierden a favor de la libertad de contratación de las partes. Este es el sistema que más se ha empleado en zonas geográficas como Oriente Medio y Norte de África. En estas zonas se concentran Estados con poca estabilidad institucional, por lo que la garantía gubernamental serviría difícilmente de poco a los inversores internacionales.

Tal y como se puede observar, son múltiples los sistemas de apoyo e incentivos que coexisten en el mundo en ese intento por apoyar y atraer la inversión y el capital privado. A pesar de la enorme heterogeneidad,

la mayor parte de los países siguen uno de los tres esquemas detallados anteriormente y a pesar de ello los resultados en la atracción de las inversiones en renovables son muy dispares. La literatura ha centrado prácticamente todo su análisis en el comportamiento de la primera clase de sistemas, los apoyados en una tarifa cuyo garante último es el Estado. Cuando autores como SAENZ DE MIERA y SÁNCHEZ TEMBLEQUE o la propia COMISIÓN EUROPEA afirman que la evidencia empírica señala que el mejor marco de apoyo es el sistema de tarifas, sin analizar otros factores adicionales ni lo que ha ocurrido en otras zonas geográficas, se está siendo extremadamente impreciso.

Uno de los recursos más útiles es poder observar qué ha ocurrido con otras tecnologías más maduras, como por ejemplo la energía eólica. Atendiendo a los datos de capacidad instalada, es curioso observar en la Tabla II.1 cómo el país con mayor número de megavatios instalados es Estados Unidos, país con un sistema mixto de incentivo fiscal más contrato de compraventa de electricidad (PPA) –y no de tarifas-. Siguiendo a EEUU muy de cerca está Alemania, quien curiosamente tiene un número muy similar de megavatios instalados a pesar de que el marco normativo es radicalmente diferente (sistema de tarifas). A continuación, ocupando el tercer puesto se encuentra España, también con un sistema de tarifas y con una trayectoria muy similar a la observada en Alemania, aunque con mayor juventud si atendemos a la evolución de la regulación de apoyo a estas tecnologías.

Si se atiende a la capacidad instalada en el último año, hay claramente dos jugadores muy relevantes: EEUU y China. Como ya hemos apuntado, EEUU sigue un esquema mixto de contratos directos de compraventa de electricidad (PPAs) e incentivos fiscales. Por el contrario, el otro gran jugador de 2008, China, sigue un esquema de tarifas y primas desde que en 2005 se promulgara la ley “*People’s Republic of China’s Renewable Energy Law*”.

Por tanto, es falso afirmar que la evidencia empírica refrenda la afirmación de que el mejor marco regulatorio de apoyo es el marco tarifario porque ya se observa cómo coexisten en ese ranking de megavatios instalados países con sistemas diferentes a los de las tarifas. Por tanto, eso quiere decir que el sistema de tarifas, en contra de lo que afirman SAENZ DE MIERA y SÁNCHEZ TEMBLEQUE, la COMISIÓN EUROPEA, el EUROPEAN RENEWABLE ENERGY COUNCIL, VROLIJK, GRUBB, LAUGHLIN, SIMON y SMITH no puede ser el único factor explicativo del éxito en la atracción de la inversión hacia las energías renovables, y especialmente la energía termosolar.

Debe existir algún otro factor o factores adicionales que debemos identificar a lo largo de la tesis. No se pretende negar la enorme importancia del marco de apoyo escogido (tarifas, incentivos fiscales, contratos de compraventa directa de electricidad), pero la realidad empírica demuestra que se necesita algo más que un sistema concreto, y eso es a nuestro juicio lo que la literatura no ha reflejado correctamente.

Tabla II.1. Capacidad Instalada en el sector eólico para los 10 principales países. Año 2008.

Países	Capacidad Añadida en el año 2008 (Mw)	Capacidad Acumulada hasta 2008 (Mw)
Estados Unidos	8.360	25.170
Alemania	1.670	23.900
España	1.610	16.740
China	6.300	12.210
India	1.800	9.650
Italia	1.010	3.740
Francia	950	3.400
Reino Unido	840	3.240
Dinamarca	80	3.180
Portugal	710	2.860
Total	23.330	104.090

Fuente: Renewable Global Status Report. Update 2009. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Year 2009. Table R2. Added and Existing Wind Power, Top 10 Countries, 2008 (page 23)

La conclusión parece obvia. El marco normativo en sí no es de forma aislada el único factor determinante del éxito en ese esfuerzo de atraer el capital privado hacia las inversiones en energías renovables.

Para contrastar esta conclusión y no hacer gala de la ligereza con la que otros autores atribuyen al marco normativo el protagonismo absoluto, vamos a contrastar esta conclusión con la otra gran tecnología renovable con mayor madurez, la energía fotovoltaica.

Reproducimos a continuación en la Tabla II.2 un detalle de los incrementos de capacidad experimentados en el periodo 2004-2008 a la vez que se desglosa el dato final de capacidad total fotovoltaica instalada en los principales países con este tipo de inversiones.

Los datos apuntan hacia la misma conclusión que en el caso eólico anterior: conviven marcos normativos diferentes, desde los sistemas de tarifas hasta los mixtos, tal y como ocurría con la tecnología eólica.

Tabla II.2. Capacidad Instalada en el sector fotovoltaico para los principales jugadores mundiales. Años 2004-2008.

Países	Δ 2004	Δ 2005	Δ 2006	Δ 2007	Δ 2008	Capac. Instalada 2005	Capac. Instalada 2006	Capac. Instalada 2007	Capac. Instalada 2008
Alemania	600	860	900	1.100	1.500	1.900	2.800	3.900	5.400
España	12	23	100	550	2.600	50	150	700	3.300
Japón	270	310	290	240	240	1.200	1.490	1.730	1.970
California	47	55	70	95	150	220	320	480	730
EEUU- Otros Estados	10	10	30	65	100				
UE- Otros países	10	40	50	170	400	130			
Corea del Sur	3	5	20	60	250	15			
Resto del Mundo	0	>20	>50	>150	>200	>30	>80	>250	>450
Total Mw Añadidos	900	1.300	1.500	2.400	5.400				
Total						3.500	5.100	7.500	12.950

Δ – Incremento Anual

Fuente: Renewable Global Status Report. Update 2009. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Year 2009. Table R3. Grid-Connected Solar PV, 2004–2008 (megawatts) (page 24)

Es decir, los sistemas tarifarios en sí mismos no son un factor único de éxito en el esfuerzo de atracción de la inversión hacia las energías renovables. En primer lugar porque no es sólo importante el marco normativo, sino también cómo se administra el mismo. Un sistema de tarifas tiene muchas virtudes, pero sólo si se le dota de un mínimo de estabilidad, compromiso con el largo plazo y visibilidad para todos los participantes.

Estamos de acuerdo con SÁENZ DE MIERA Y SANCHEZ TEMBLEQUE cuando afirman que “los mejores marcos [normativos], como se defiende en este artículo, no son aquellos en los que más apoyos económicos se ofrecen, sino fundamentalmente, donde son más predecibles y estables y mejor se adaptan a las necesidades de unas inversiones, como son las de las energías renovables, muy intensivas en capital y a largo plazo”²⁷.

²⁷ BECKER, Fernando (Dir.); CAZORLA, Luis M. (Dir.); MARTÍNEZ-SIMANCAS, Julián (Dir.) SALA, Jose M. (Dir.) et al. “Tratado de regulación del Sector Eléctrico”. Obra Colectiva. Thomson-Aranzadi. 2 vol. Navarra. Año 2009. Tomo II. Capítulo 19. Página 541.

En segundo lugar, es evidente que hay otra serie de factores que son claves a la hora de concluir cuales son los factores de éxito que mejor justifican la atracción de las inversiones hacia las energías renovables.

Tal y como señalan autores como SUN²⁸, que han analizado el caso del sector fotovoltaico, un mismo sistema de ayudas puede crear unos incentivos contrarios a los deseados. Eso es exactamente lo que ocurrió con el sector fotovoltaico en EEUU tal y como señala SUN: *"ciertas políticas estaban también creando los incentivos erróneos. Como se demostró, los créditos fiscales en EEUU en los años 70 empujaron a las empresas a invertir en proyectos intensivos en capital que desde el inicio resultaban muy poco rentables"*.

Es decir, un extra de generosidad no sólo no contribuye al desarrollo del sector sino que en cierto modo lo "atrofia", lo convierte en un sector sin sentido económico que a largo plazo acaba reduciendo dramáticamente sus retornos y perdiendo por tanto su capacidad para atraer el capital privado, ya que el incentivo excesivo hace bajar el "listón" de lo que deberían ser proyectos económicamente viables.

De hecho, este mismo autor, SUN, da una serie de recomendaciones a partir de los errores históricos cometidos por el marco norteamericano para la energía fotovoltaica. SUN afirma que los gobiernos deberían en el diseño de sus marcos normativos tener en cuenta lo siguiente:

- *"Creación de instituciones para la validación de tecnologías innovadoras.*
- *Perseguir a través de la legislación la creación de nichos de mercado para esas tecnologías innovadoras.*
- *Proporcionar a través del marco normativo un sistema de incentivos que promuevan la competencia, la mejora y la innovación constante.*
- *Proporcionar un marco normativo estable.*
- *Reconocer el compromiso a largo plazo para algunas tecnologías desde el laboratorio hasta el mercado y garantizar un adecuado nivel de financiación durante ese periodo de maduración.*
- *Reconocer la importancia de la transición desde el I+D hasta la fabricación y asistir a las compañías financieramente en este periodo de transición hasta la comercialización justo antes de la producción en masa.*

²⁸ SUN, Shu. "Funding Breakthrough Technology". Case summary. Photovoltaics. University of Cambridge & Cambridge Integrated Knowledge Center (CIKC). Year 2009.

- *Promover una relación abierta y de colaboración entre las instituciones de investigación y la industria, con el fin de promover la transferencia de conocimiento.*
- *Analizar las ventajas y desventajas entre unas políticas de apoyo tecnológico centralizadas o regionales".*

Se observa en las recomendaciones anteriores una preocupación muy significativa por las nuevas tecnologías, de forma que se trate de evitar que aquellas tecnologías más establecidas y maduras, con el fin de proteger su *statu quo*, traten de dificultar la llegada al mercado de tecnologías más eficientes y con mejores rendimientos. Sin duda alguna, este es un pensamiento que cualquier regulador debería tener muy presente en sus análisis²⁹.

Si atendemos a los estudios empíricos realizados a nivel internacional sobre la eficacia y eficiencia de los marcos normativos de las energías renovables, nos encontramos con que prácticamente todos los autores beben de la misma fuente. Así, tanto el documento de la COMISIÓN EUROPEA "*The support of electricity from renewable energy sources*", como SÁENZ DE MIERA Y SANCHEZ TEMBLEQUE hacen referencia a las conclusiones del informe "*OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. Final Report*"³⁰. Esta es probablemente la obra más seria sobre los marcos regulatorios en el seno de la Unión Europea escrita hasta el momento. Al ser un encargo del *Intelligent Energy for Europe Programme* de la Comisión Europea, centra lógicamente su análisis en la regulación dentro de la UE, pero sin dejar de mirar al otro gran jugador de las renovables, los EEUU.

El informe comienza con una afirmación que a nuestro juicio es clave y que contextualiza mejor que los autores citados anteriormente los factores de éxito de las energías renovables en unos países frente al

²⁹ En cierto modo esto es lo que de alguna manera está ocurriendo actualmente en el mercado español, ya que los grandes jugadores del sector eólico, el más maduro, tratan de traer descrédito hacia otros sectores como el termosolar, culpándolos del déficit generado por las primas renovables. Sólo como botón de muestra, se reproducen algunas declaraciones de Ignacio Sánchez Galán, presidente de Iberdrola, al periódico "El País" en su edición de 8 de junio del 2010: "Es necesario demorar el crecimiento de las energías solares hasta que sean más baratas, hasta que se desarrollen mejores tecnologías y hasta que la curva de aprendizaje sea llana, de lo contrario lo pagarán las generaciones futuras".

³⁰ RAGWITZ, Mario et al. "*OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. Final Report*". Intelligent Energy for Europe. Karlsruhe. February 2007. Disponible en la página web: http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2007_02_optres.pdf

fracaso de éstas en otros: *“una razón importante es que los sistemas de apoyo a las renovables en la mayoría de los Estados Miembros de la UE no están diseñados de manera correcta. En algunos Estados, el crecimiento de las renovables es sólo moderado debido a que las inversiones en renovables está acompañadas de un alto perfil de riesgo por las incertidumbres del marco regulatorio. Y no sólo esto, sino que adicionalmente se pueden identificar otras barreras clave para el despegue de las renovables como son los problemas administrativos y de permisos, las dificultades financieras y las barreras de naturaleza social, así como la insuficiente capacidad de acceso a la red eléctrica. Todos estos factores de forma conjunta hacen que la efectividad de las políticas de fomento de las energías renovables en la mayoría de los Estados Miembro sea muy limitada y su distribución muy heterogénea dentro de la propia UE”.*

Es toda una declaración de la importancia que de forma conjunta tienen una serie de factores, y no sólo el del marco normativo al que en el pasado prácticamente se le atribuía el protagonismo en exclusiva.

Una de las conclusiones más interesantes a nuestro juicio del informe OPTRES es la relativa al diseño de un marco normativo dinámico diferenciado por tecnologías.

Es decir, para aquellas tecnologías más en fase de laboratorio, la única ayuda eficaz resulta ser la subvención pura y dura, generalmente a riesgo y/o a fondo perdido. En una fase intermedia, de fomento del despegue de una determinada tecnología, el marco normativo más eficaz es el del sistema de tarifas. Y una vez que las tecnologías ya están maduras, entonces el sistema que recomienda OPTRES es el de “licitaciones”, de forma que en esta última fase se persigue seguir incrementando la capacidad instalada renovable pero al menor coste posible para el sistema eléctrico. Y a muy largo plazo, las mejoras tecnológicas de las renovables de un lado y la previsible subida de los combustibles fósiles deberían producir una convergencia de los costes de generación de la energía limpia con la energía convencional.

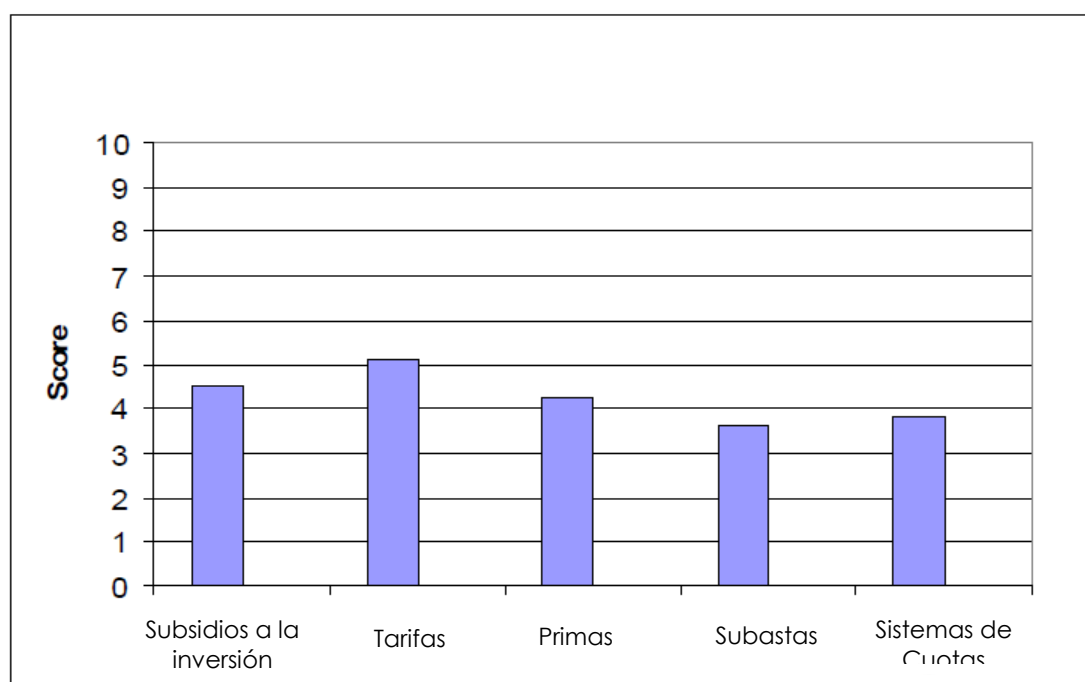
Como parte del análisis empírico llevado a cabo en el informe anterior, se procedió a enviar cuestionarios y a realizar encuestas a diferentes agentes intervinientes en los proyectos de inversión en energías renovables. En total se obtuvieron 251 respuestas a cuestionarios y se llevaron a cabo un total de 25 entrevistas.

La información proporcionada abarcaba puntos de vista muy variados, que van desde la óptica de las entidades financiadoras hasta los reguladores, pasando por los promotores y asociaciones de la

industria. Los atributos que más valoran los partícipes son los que se resumen en el Gráfico II.2 que reproducimos a continuación. Llama la atención que no hay una gran diferencia entre los sistemas en cuanto a la puntuación obtenida, aunque sí es cierto que el marco más apoyado es el del sistema de tarifas existente en países como Alemania o España.

Sin embargo es el sistema de subastas, el que en teoría debería aplicarse a las tecnologías más maduras, el que obtiene la menor puntuación de todos los marcos, debido, entendemos, al hecho de que es el sistema que más exigencia transfiere a la iniciativa privada, ya que será su pericia en la reducción de costes su principal factor de éxito para obtener parte de los megavatios ofrecidos en una determinada licitación.

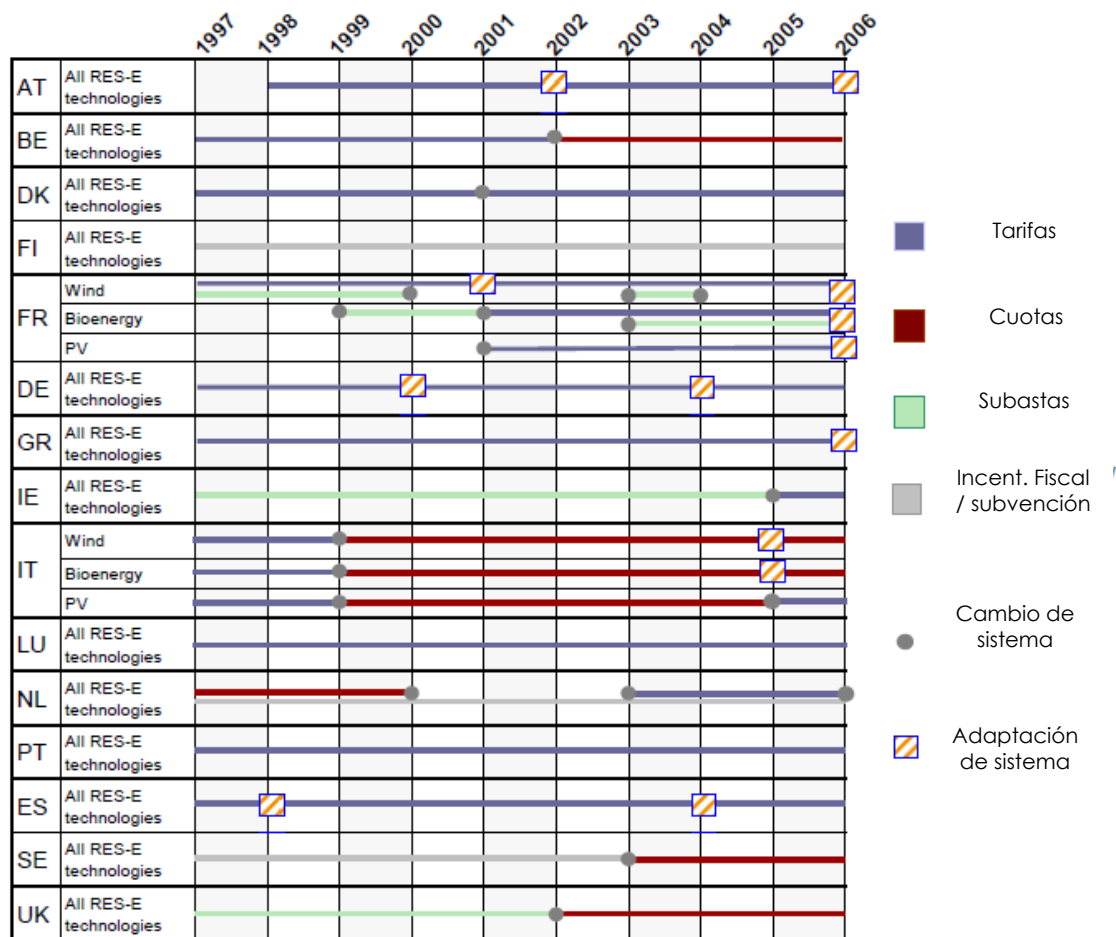
Gráfico II.2. Valoración de los principales marcos normativos.



Fuente: RAGWITZ, Mario et al. "OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market". Intelligent Energy for Europe. Kalsruhe. February 2007. Pag. 43.

Si atendemos a la evolución histórica de los sistemas en los principales Estados Miembro de la UE, se puede observar una progresiva migración hacia el sistema de tarifas. Atendiendo a lo ocurrido en la década 1997-2006 como se muestra en el Gráfico II.3, se pueden obtener conclusiones realmente interesantes:

Gráfico II.3. Evolución de los sistemas de incentivos a las renovables en varios de los países de la UE. Periodo 1997-2006.



Fuente: RAGWITZ, Mario et al. "OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market". Intelligent Energy for Europe. Karlsruhe. February 2007. Pag. 53.

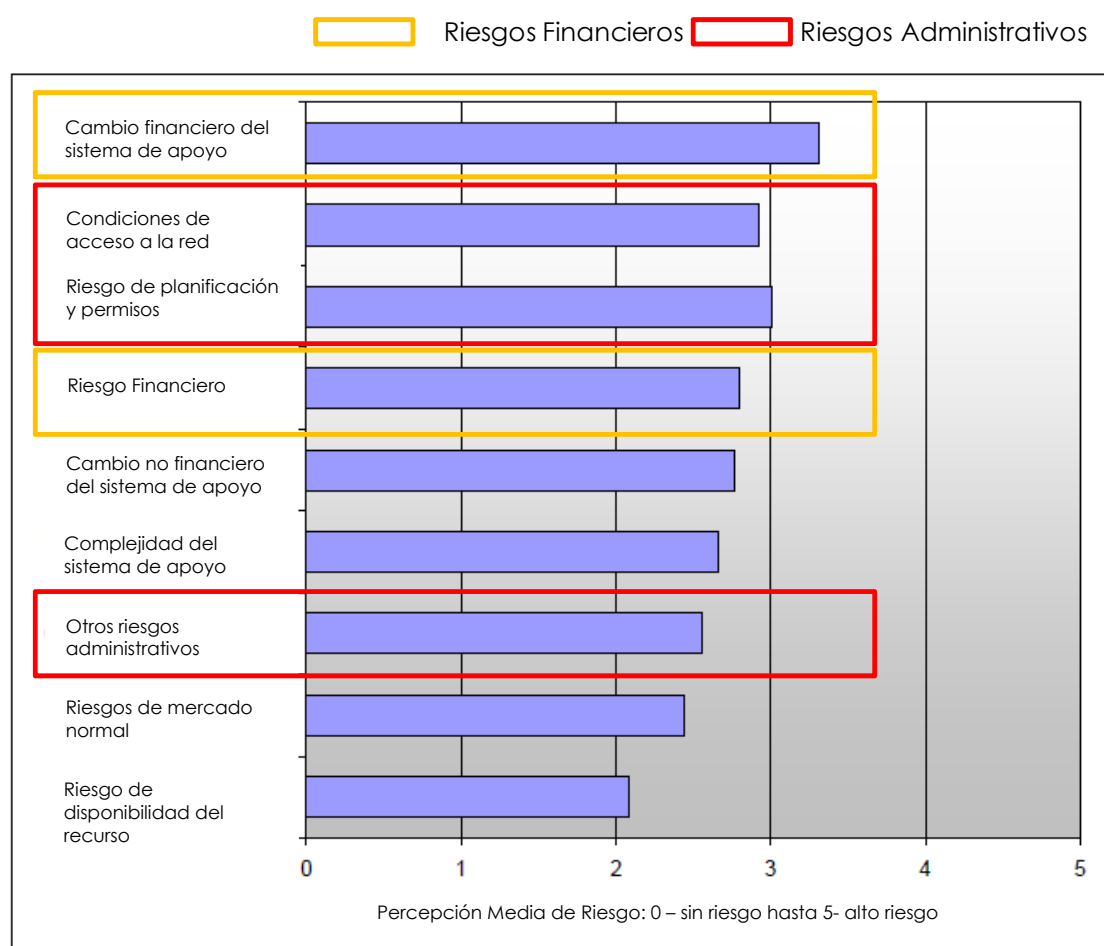
- Alemania, el país más exitoso en base a capacidad instalada de energías renovables, se apoya en un sistema de tarifas que ha mantenido muy estable durante toda esa década, lo que lo dota de una credibilidad imbatible en la UE.
- Francia, un país teóricamente bien dotado en términos de recursos naturales (viento, sol) sin embargo no es un gran jugador de las renovables. Al margen de su potencial nuclear, está claro que sus continuos cambios de sistema le han restado previsibilidad a largo plazo.
- Existe un claro proceso de migración desde otros marcos de apoyo hacia sistemas de tarifas en la mayor parte de los países,

hasta completar a día de hoy un total de 18 países sobre un total de 27 Estados Miembro en la UE.

2.1.2 Principales riesgos de los marcos normativos: qué es lo que más preocupa a los inversores. La problemática de la “retroactividad”.

Una vez que ya se han analizado la evidencia empírica que demuestra que no se puede achacar al marco normativo la responsabilidad completa del éxito o fracaso de las inversiones en energías renovables, vamos a analizar los principales riesgos que los inversores asocian a un determinado marco normativo.

Gráfico II.4. Ranking de riesgos percibidos por los inversores a la hora de decidir sobre sus proyectos de energías renovables



Fuente: RAGWITZ, Mario et al. “OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market”. Intelligent Energy for Europe. Karlsruhe. February 2007. Pag. 196.

Para ello, a través de los proyectos FORRES 2020³¹ y OPTRES 2007, la UE ha estado llevando a cabo un proceso de cuestionarios y entrevistas a agentes clave del mercado de las renovables, tratando de indagar acerca de los principales riesgos identificados en las inversiones en renovables. El gráfico anterior muestra las conclusiones más importantes:

- El riesgo que más preocupa lógicamente hace referencia a la retirada del apoyo financiero al marco normativo, es decir que se elimine o se reduzca la prestación económica asociada al marco normativo concreto. Esto es claro si atendemos a la importancia que tiene por ejemplo la tarifa en el contexto del plan de negocio termosolar. Experiencias en la UE hay que demuestran que variar sensiblemente la tarifa puede suponer un parón inmediato del sector (Ej. Eólico en Dinamarca o fotovoltaico en España).
- Sorprende comprobar la importancia que los inversores asignan al proceso de los trámites administrativos de licencias y permisos, y a los trámites asociados a la obtención del punto de conexión a la red eléctrica. Este último trámite requiere desde la óptica del inversor que este proceso sea lo más transparente posible.

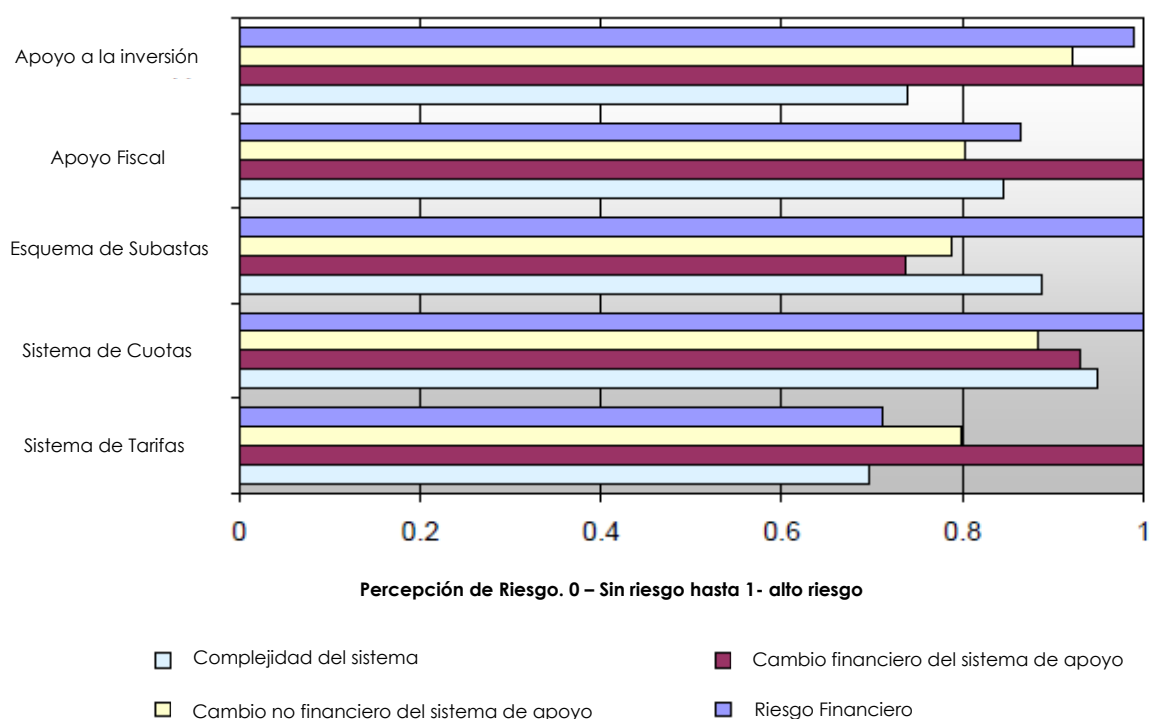
Si el análisis anterior se circunscribe a las preocupaciones de los inversores en función de cuál sea el marco de apoyo normativo, parece claro que cuando el retorno sobre la inversión depende de un tercero, el Gobierno, independientemente del sistema al que hagamos referencia, lo que más incertidumbre provoca en los inversores es la modificación de las condiciones económicas. Esto es así debido al hecho de que como hemos señalado, el sector de las renovables es un sector muy intensivo en capital, requiere de un fuerte desembolso inicial para la construcción del activo. Una vez ejecutado éste, los cálculos de rentabilidad se completan asumiendo un periodo a largo plazo durante el cual no se modifican las condiciones económicas de retribución de la actividad de generación, ya que cualquier cambio, por nimio que sea, se traduciría en un importantísimo impacto económico en el retorno de la inversión.

Digamos que las fuerzas del mercado pueden asumir la complejidad del sistema, pueden lidiar con riesgos financieros como la variación de los tipos de interés o cambios en los índices de precios, pero en cuanto se altere el sistema de incentivos a las renovables, tanto en su vertiente económica, como en la no económica, eso genera una inseguridad

³¹ RAGWITZ, Mario et al. "FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020". Intelligent Energy for Europe. Karlsruhe. Germany. April 2005. 109 Pag.

difícilmente digerible por el mercado, que se encontraría con una inversión ya realizada que va a obtener una retribución muy por debajo de la esperada y sin ninguna capacidad de reacción para cambiar este destino. Sin olvidar que estamos hablando típicamente de inversiones mayoritariamente financiadas mediante mecanismos de *project finance* cuyos apalancamientos medios se mueven en niveles del 75% al 90%. Cualquier alteración en la generación de caja del proyecto, una vez hecha la inversión, puede colocar al promotor en una situación concursal ante la imposibilidad de atender el servicio de la deuda.

Gráfico II.5. Ranking de riesgos percibidos por los inversores a la hora de decidir sobre sus proyectos de energías renovables



Fuente: RAGWITZ, Mario et al. "OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market". Intelligent Energy for Europe. Kalsruhe. February 2007. Pag. 196.

Parece por tanto evidente que una de las mayores preocupaciones de los inversores es que mediante una norma posterior, se modifiquen fundamentalmente los derechos económicos a los que los inversores creen tener derecho, puesto que bajo dicho marco de retribución decidieron llevar a cabo su inversión.

Existe a este respecto de la "irretroactividad" muchísima confusión en la comunidad inversora, que a veces se deja guiar más por cómo a uno le gustaría que fueran las cosas más que por lo que son las cosas en realidad. Al tratarse de un tema legislativo, es poco menos que imposible realizar el análisis para todos los marcos regulatorios de apoyo a las renovables, al margen de que queda totalmente fuera del alcance de esta tesis. Centraremos por tanto el análisis de la irretroactividad de las normas de apoyo a las energías renovables en un caso como el español.

Tal y como señala GIMENEZ CERVANTES³², *"es reiterada la doctrina del Tribunal Supremo según la cual aquellos que intervienen en actividades de retribución regulada no tienen un derecho al mantenimiento de tal situación, y que uno de los riesgos que han de asumir es el del cambio de regulación"*.

En este sentido, es tremendamente ilustrativa la sentencia del Tribunal Supremo STS de 25 de octubre de 2006, de cuya lectura se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1. El inversor no tiene derecho a que el régimen económico no se modifique durante toda la vida útil de la planta termosolar.

Así lo reconoce la STS citada anteriormente: "los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial no tienen un "derecho inmodificable" a que se mantenga inalterado el régimen económico que regula la percepción de las primas. Dicho régimen trata, en efecto, de fomentar la utilización de energías renovables mediante un mecanismo incentivador que, como todos los de este género, no tiene asegurada su permanencia sin modificaciones para el futuro.

Es cierto que en el caso que nos ocupa la fijación de las primas está sujeta a unas determinadas pautas normativas, según ya hemos expuesto, pero también lo es que el Consejo de Ministros puede, respetándolas, introducir variaciones cuantitativas en las

³² BECKER, Fernando (Dir.); CAZORLA, Luis M. (Dir.); MARTÍNEZ-SIMANCAS, Julián (Dir.) SALA, Jose M. (Dir.) et al. "Tratado de regulación del Sector Eléctrico". Obra Colectiva. Thomson-Aranzadi. 2 vol. Navarra. Año 2009. Específicamente nos referimos al Capítulo 11 preparado por GIMENEZ CERVANTES, José, dedicado a "El régimen jurídico de las energías renovables en España" del Tomo I. El autor dedica el apartado 4 íntegramente a comentar la problemática de la "irretroactividad" para las energías renovables. Páginas 341-344.

fórmulas mediante las que se actualizan periódicamente las primas o en el cálculo de éstas. Si la modificación no se ha desviado de estas pautas legales -y, repetimos, no se ha alegado en contra la vulneración del artículo 30 de la Ley del Sector Eléctrico- difícilmente podrá ser considerada contraria a derecho".

2. Un cambio en el "régimen económico" no puede esgrimirse como una violación del principio de "seguridad jurídica" ni el de "confianza legítima".

"No cabe oponer simplemente el valor de la "seguridad jurídica" a una modificación reglamentaria como argumento supuestamente invalidante de ésta. Es verdad que las normas deberían dotar de una cierta estabilidad a los marcos reguladores de las actividades económicas (de hecho en el preámbulo del Real Decreto 436/2004 , modificado por el que ahora se impugna, se afirmaba que "(...) esta nueva metodología para el cálculo de la retribución del régimen especial, por la seguridad y estabilidad que ofrece, debe contribuir a fomentar la inversión en este tipo de instalación"), pero también lo es que la seguridad jurídica no resulta incompatible con los cambios normativos desde la perspectiva de la validez de estos últimos, único factor sobre el que nos corresponde decidir en derecho.

La misma consideración es aplicable al principio de confianza legítima, creciente e indebidamente aducido como argumento descalificador de no pocas modificaciones normativas que algunos agentes económicos reputan más o menos perjudiciales para sus intereses. Aducen las recurrentes que sus inversiones en la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial se hicieron en un determinado momento "confiando en que la Administración no cambiará las condiciones jurídicas que fueron determinantes para que (...) decidieran construir las instalaciones", premisa de la que deducen que la minoración de las primas posteriores al Real Decreto 2351/2004 respecto de las fijadas en el Real Decreto 435/2004 sería contraria a aquel principio"

3. El Gobierno, como garante último del marco normativo de apoyo a la energía termosolar, tiene la potestad de modificar el régimen económico aplicable. Lo que debe hacer en todo caso es respetar los principios que rigen la fijación de tarifas y primas.

"Tal razonamiento, referido a un mecanismo incentivador como es el de las primas en cuestión, no puede ser compartido. Mientras no sea sustituida por otra, la regulación legal antes reseñada (artículo 30 de la Ley del Sector Eléctrico) permite a las empresas correspondientes aspirar a que las primas incorporen en su fijación como factor relevante el de obtener "unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales" o, por decirlo una vez más con palabras del preámbulo del Real Decreto 436/2004, "una retribución razonable para sus inversiones". El régimen retributivo que analizamos no garantiza, por el contrario, a los titulares de instalaciones en régimen especial la intangibilidad de un determinado nivel de beneficios o ingresos por relación a los obtenidos en ejercicios pasados, ni la permanencia indefinida de las fórmulas utilizables para fijar las primas.

Del mismo modo que en función de factores de política económica de muy diverso signo (relativos al fomento de las energías renovables pero también a la planificación de las redes de los sectores de electricidad, además de otras consideraciones de ahorro y eficiencia energética) las primas e incentivos para la producción de energía eléctrica en régimen especial pueden aumentar de un año para otro, podrán también disminuir cuando esas mismas consideraciones así lo aconsejen. Siempre que, insistimos, se mantengan las variaciones dentro de los límites legales que disciplinan esta modalidad de fomento, el mero hecho de que la actualización o la significación económica de la prima ascienda o descienda no constituye de suyo motivo de nulidad ni afecta a la confianza legítima de sus destinatarios".

4. Y como colofón, la STS afirma expresamente que los inversores en este sector deben asumir un cierto "riesgo regulatorio".

"Las empresas que libremente deciden implantarse en un mercado como el de generación de electricidad en régimen especial, sabiendo de antemano que es en gran parte dependiente de la fijación de incentivos económicos por las autoridades públicas, son o deben ser conscientes de que éstos pueden ser modificados, dentro de las pautas legales, por dichas autoridades. Uno de los "riesgos regulatorios" a que se someten, con el que necesariamente han de contar, es precisamente el de la variación de los parámetros de las primas o incentivos, que la Ley del Sector Eléctrico atempera -en el sentido antes dicho- pero no excluye".

Cabe señalar como conclusión parcial de este epígrafe que el marco normativo, independientemente de cuál sea, no es el factor único que explica la atracción de las inversiones hacia las renovables. Está claro que un sistema de incentivos generoso es importante pero no es la única clave que arroja respuestas. Al inversor le importa su retorno, pero también el riesgo asumido, lo que se ve muy influido por la estabilidad de dicho marco normativo, y muy especialmente, por los cambios que a futuro pueda experimentar ese marco de incentivos, tanto en su vertiente económica como en la no económica.

2.2 Factores adicionales a la regulación de vital importancia para la atracción de la inversión.

2.2.1 Recursos naturales: cuando la tecnología y la industria se enfrentan a la naturaleza.

Más allá de la existencia de condicionantes de carácter técnico, financiero o normativo, el despegue de las tecnologías renovables requiere de una mínima dotación de recursos naturales por parte de la Naturaleza. O quizás no tenga que ser del todo así si atendemos al comportamiento histórico de algunas de las tecnologías más maduras.

Tomando el ejemplo de la industria fotovoltaica, el país pionero en cuanto a su desarrollo y a la producción de los paneles fotovoltaicos fue Japón. Un país que no está especialmente dotado de una gran irradiación solar y por tanto, tampoco de una gran capacidad lumínica como punto de partida. A Japón con el paso del tiempo, le sustituyó en esa tarea del liderazgo Alemania, cuyas condiciones climatológicas distan mucho de ser las óptimas cuando se trata de desarrollar cualquier tecnología solar, ya sea en su versión fotovoltaica o termosolar.

Por esta razón, la disponibilidad en mayor o menor medida del recurso solar sólo ha sido una excusa parcial para no desarrollar de forma muy profunda una determinada industria renovable como así defienden autores como BRADFORD³³. Es más, estos son dos ejemplos de países, en los que dados el resto de factores en una proporción razonable, ha nacido una industria sobreponiéndose incluso a la no disponibilidad de un recurso natural en su cuantía óptima.

Siguiendo con este ejemplo, tampoco España es un lugar óptimo para la energía eólica, ya que muchos de sus planes de negocio apenas llegan a las 1.800 h/año reales de disponibilidad de viento y sin embargo

³³ BRADFORD, Travis. "Solar Revolution: The Economic Transformation of the Global Energy Industry". MIT Press. London UK. Year 2006. 227 pages.

estamos hablando de la tercera potencia a nivel mundial en capacidad eólica instalada.

A sensu contrario, hay zonas geográficas en las que se da masivamente el recurso natural y sin embargo, se sufre de carestía en alguno de los otros factores clave que provocan como resultado el desarrollo atrofiado de la industria renovable o incluso, su no despegue. Tomemos por ejemplo el caso termosolar en la región de Oriente Medio y Norte de África (en adelante MENA). El recurso natural se encuentra disponible en cantidades más que óptimas, y sin embargo no se ha construido en todo Oriente Medio una sola planta solar a nivel industrial. Las razones son sencillas: sí hay irradiación solar en niveles óptimos pero al fallar otros factores clave, como un marco normativo estable, unas condiciones mínimas del sistema financiero, etc., las inversiones finalmente no son ejecutadas.

Por ello, como conclusión podría afirmarse que la no disponibilidad del recurso natural en las cantidades deseadas no ha sido en el pasado una excusa empíricamente válida para justificar el no despegue del sector renovable. La tecnología y el desarrollo industrial han sabido en el pasado construir los puentes adecuados para solventar una situación de menor disponibilidad del recurso natural. En el caso del sector termosolar, está claro que es un factor "limitante", pero en absoluto "inhabilitador" de la capacidad de un país para desarrollar este sector, bien sea en su vertiente de promotor o bien lo sea en su vertiente de fabricante de equipos o inversor.

2.2.2 Sistema financiero: el gran "olvidado".

La literatura sobre energías renovables hace continuamente mención a la importancia del marco de incentivos para atraer la inversión en energías renovables, pero en demasiadas ocasiones, otorga a este marco de ayudas la práctica totalidad del protagonismo a la hora de explicar cómo de exitoso ha sido ese esfuerzo de atracción. Durante toda la tesis se insiste mucho en la idea de que el campo de la energía, y más específicamente las renovables, y ahondando un poco más en los detalles, el caso específico de la energía termosolar, requiere de una enorme inversión inicial. Al ser esta industria por tanto, muy intensiva inicialmente en capital, esto requiere que los estudios de factibilidad de los planes de negocio comiencen con un ejercicio muy sencillo de orígenes y destinos de fondos.

La conclusión es siempre la misma, en el caso de la energía termosolar -y esta afirmación es perfectamente extrapolable al resto de renovables- ese esfuerzo inversor inicial se hace siempre apoyado

masivamente en el recurso deuda, de forma que para que los retornos de los inversores sean suficientemente atractivos, los apalancamientos de los proyectos de inversión en ese campo tienen que ser muy elevados. Hemos manejado a lo largo del desarrollo de todos los planes de negocio endeudamientos que oscilaban entre el 60% y el 80%, en línea con lo que la literatura señala como estándar para este tipo de inversiones (UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME³⁴; SONNTAG-O'BRIEN & USHER³⁵) Eso quiere decir que estamos siempre ante una coyuntura en la que a la entidad financiera se le piden recursos por un montante típicamente entre dos y tres veces lo aportado por el accionista. De ahí que para que en una región concreta despeguen las inversiones en energías renovables, al margen de un marco de incentivos estable como ya hemos señalado, es también absolutamente imprescindible la existencia de un sistema financiero que esté dispuesto a apoyar los proyectos en esas cuantías de deuda, y lo que es aún más difícil, en esos plazos tan largos (en torno a 15-20 años) como requieren los planes de negocio. Tal y como apuntan DEMIRGÜÇ-KUNT y MAKSIMOVIC³⁶, la disponibilidad de estos préstamos con plazos tan prolongados en el tiempo está positivamente correlacionado con el desarrollo del sistema bancario.

No en vano, la entidad financiera es la principal aportadora de fondos en el momento inicial de la inversión renovable y termosolar. En este sentido, la literatura es muy escasa. Tan sólo autores como BRUNNSCHWEILER³⁷ o como PAINULY y WOHLGEMUTH³⁸ apuntan la

³⁴ UNEP FI (2004). "Renewable Energy, United Nations Environment Programme. Finance Initiative Climate Change Working Group". CEO Briefing. June 2004.

³⁵ SONNTAG-O'BRIEN, Virginia and USHER, Eric. "Mobilising Finance for Renewable Energy. Thematic background paper for the International Conference for Renewable Energies". Bonn (Germany). Year 2004. Disponible el recurso on-line en la página web: <http://www.renewables2004.de/pdf/tbd/TBP05-financing.pdf>.

³⁶ DEMIRGÜÇ-KUNT, Asli y MAKSIMOVIC, Vojislav. "Institutions, financial markets, and firm debt maturity". Journal of Financial Economics 54, 295-336. Year 1999.

³⁷ BRUNNSCHWEILER, Christa N. "Finance for Renewable Energy: An Empirical Analysis of Developing and Transition Economies". CER-ETH – Center of Economic Research at ETH Zurich. Economics Working Paper Series. Working Paper 09/117. August 2009. Disponible en: <http://www.cer.ethz.ch/research/WP-09-117.pdf>. Este trabajo analiza el rol del sector financiero en el desarrollo de las energías renovables. La influencia del sector financiero se confirma por las evidencias empíricas generadas en 119 países fuera de la OECD en el periodo 1980-2006. La conclusión de este trabajo es que la banca comercial tiene un efecto muy positivo en la cantidad de inversiones realizadas en el campo de las renovables en esos países. El impacto es especialmente llamativo cuando se refiere a megavatios no hidráulicos, es decir, solar, eólico geotérmico y biomasa.

importancia del sector financiero como factor explicativo del despegue de las inversiones en renovables.

Por esa razón, pensamos que mucha de la literatura, ante la abundancia histórica del crédito durante las dos últimas décadas (obviamente interrumpidas durante algunos años por las crisis económicas coyunturales), ha olvidado sistemáticamente la importancia de que las líneas de financiación acompañen los esfuerzos de inversión. Es algo tan sencillo como afirmar que en el mundo de la energía y en especial en el de las renovables, sin crédito no hay inversión. Esta tesis está sobradamente documentada por autores como ISHIGURO y AKIYAMA³⁹ y los informes del propio WORLD BANK⁴⁰.

Y no hay que olvidar que toda clase de proyectos compiten por la financiación. Tal y como señalan varios autores (CHURCHILL & SAUNDERS⁴¹; HEAD⁴²; WORLD BANK⁴³; SONNTAG-O'BRIEN & USHER⁴⁴), los proyectos de energías renovables compiten entre otros con proyectos de generación a partir de combustibles fósiles que tienen un historial operativo mayor, menos inversiones iniciales, menores tiempos de ejecución y en muchas ocasiones, mejores tratamientos "políticos".

³⁸ PAINULY, Jyoti Prasad & WOHLGEMUTH, Norbert. "Renewable energy financing - what can we learn from experience in developing countries?". *Energy Studies Review* 14 (2). Year 2006.

³⁹ ISHIGURO, Masayasu & AKIYAMA, Takamasa. "Electricity Demand in Asia and the Effects on Energy Supply and the Investment Environment". World Bank Policy Research Working Paper No. 1557. Washington, DC (USA). Year 1995.

⁴⁰ WORLD BANK. "Power for Development: A Review of the World Bank Group's Experience with Private Participation in the Electricity Sector". Operations Evaluation Department, Washington, D.C.: IBRD/World Bank. Washington, DC (USA). Year 2003.

⁴¹ CHURCHILL, Anthony A. & SAUNDERS, Robert J. "Financing of the Energy Sector in Developing Countries". World Bank Industry and Energy Department Working Paper, Energy Series Paper No. 14. Washington, DC (USA). Year 1989.

⁴² HEAD, Chris. "Financing of Private Hydropower Projects". World Bank Discussion Paper No. 420. Washington, DC (USA). Year 2000.

⁴³ WORLD BANK. "Financing for Sustainable Development". IBRD/World Bank. Washington, DC (USA). Year 2002.

⁴⁴ SONNTAG-O'BRIEN, Virginia and USHER, Eric. "Mobilising Finance for Renewable Energy. Thematic background paper for the International Conference for Renewable Energies". Bonn (Germany). Year 2004. Disponible el recurso on-line en la página web: <http://www.renewables2004.de/pdf/tbd/TBP05-financing.pdf>.

El informe World Energy Outlook 2009⁴⁵ cita expresamente en su resumen ejecutivo (página 43) lo siguiente: *"Las inversiones en el campo de la energía a nivel mundial se han desplomado durante el pasado año 2009 debido fundamentalmente a un entorno de significativas dificultades de financiación, a una menor demanda de energía y a una menor disponibilidad de flujos de caja"*.

Este mismo informe destina su Capítulo 3 íntegramente a calibrar los efectos de la crisis económica y financiera sobre el sector de la energía (*"Impact of the financial crisis on energy investments"*). Comienza con una afirmación muy rotunda: *"La crisis económica y financiera ha tenido consecuencias de muy alto calado y generalizadas para los mercados de la energía. Las repercusiones de ello se sentirán por muchos años en el futuro"*.

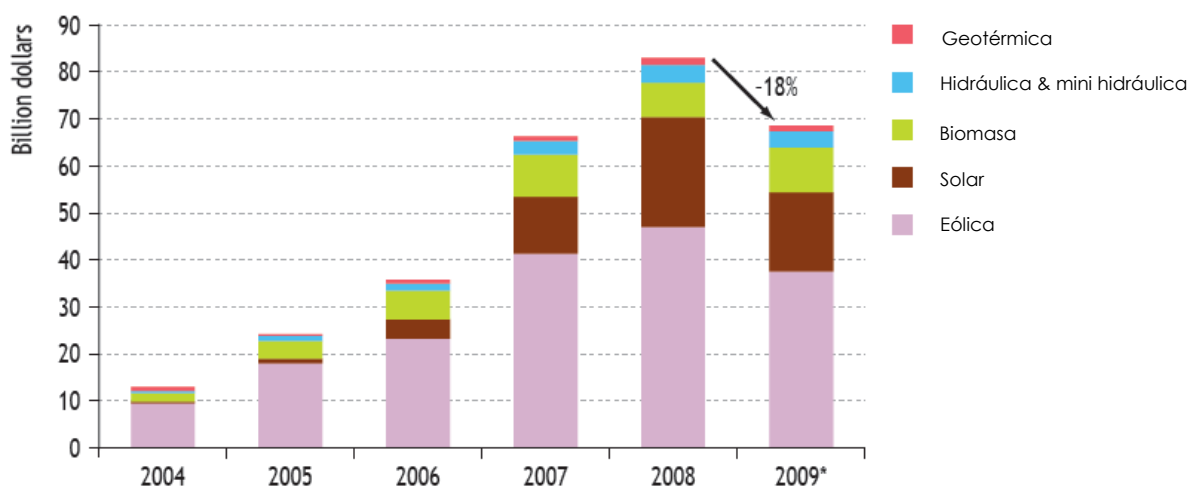
El informe cita tres vías a través de las cuales la crisis ha dañado las inversiones en el campo de la energía:

- Menor acceso a la financiación (*"Tighter credit"*). En el sentido de que las compañías han tenido mucha mayor dificultad durante 2009 para obtener financiación para los proyectos en marcha y para las nuevas oportunidades de inversión debido a la paralización de los mercados del crédito. Adicionalmente, la caída de las cotizaciones ha provocado un desequilibrio entre recursos propios y ajenos, y para no dañar los ratings crediticios, muchas compañías han congelado sus niveles de endeudamiento corporativo. Y todo ello, acompañado lógicamente de una subida en términos absolutos del coste de capital.
- Menor rentabilidad (*"Lower profitability"*). La caída generalizada de los precios de la energía durante la segunda mitad de 2008 y la primera mitad de 2009 ha provocado que muchos de los planes de negocio que antes eran rentables, dejen de serlo.
- Menor necesidad de incremento de capacidad a corto plazo (*"Less immediate need for capacity"*). La caída de la demanda de energía provocada por la ralentización económica ha reducido el apetito y la urgencia por invertir en ampliaciones de la capacidad instalada.

⁴⁵ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *"World Energy Outlook 2009"*. Year 2009. 696 pages, ISBN 978-92-64-06130-9

Así las cosas, la inversión en renovables en 2009 ha caído según la estimación de la INTERNACIONAL ENERGY AGENCY en el entorno del 18%, y todo ello debido fundamentalmente a la crisis del crédito y la restricción de la financiación de la inversión.

Gráfico II.6. Inversión global en proyectos de inversión en energías renovables



Fuente: *New Energy Finance databases. IEA analysis. IEA projection taking account of preliminary data for the first half of year 2009 and the impact of fiscal stimulus packages. World Energy Outlook 2009. Page 162.*

A juzgar por las cifras del gráfico anterior, y asumiendo el mantenimiento de los marcos normativos *ceteris paribus* –lo cual se ajusta mucho a la realidad mundial-, queda empíricamente demostrado que disponer de un sistema financiero capaz de hacer frente a las necesidades de capital de la industria de las renovables es un factor absolutamente clave para el despliegue de la inversión hacia las energías renovables.

Reforzando esta idea el propio informe del *World Energy Outlook* remarca: “Las dificultades financieras están en algunos casos, impidiendo la inversión en proyectos económicamente viables que en ausencia del “credit crunch”, habrían salido adelante. Este es un fallo de mercado que requiere la intervención de los gobiernos como parte de un paquete de medidas más amplias para estimular la concesión de crédito por parte de las entidades financieras”.

En este mismo sentido, señala la COMISIÓN EUROPEA en su documento “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco

para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios"⁴⁶ que las instituciones financieras juegan un papel primordial y se deben hacer esfuerzos con el fin de mejorar de la posición de las fuentes de energía renovables en el mercado de capitales de los bancos institucionales y comerciales.

Específicamente en su epígrafe 2.5.3 dice textualmente: "*Las Instituciones financieras internacionales como el BEI (incluido el FEI, etc.) y el BERD, y las instituciones nacionales correspondientes, ya participan en la financiación de las fuentes de energía renovables, en particular, de las instalaciones hidroeléctricas y eólicas. Su papel puede reforzarse considerablemente:*

- *concediendo préstamos de interés reducido y garantías de crédito;*
- *creando facilidades especiales de las que se beneficiarían las fuentes de energía renovables;*
- *elaborando mecanismos destinados a facilitar la concesión de préstamos a favor de pequeños proyectos en materia de energías renovables.*

Se fomentarán algunas acciones específicas centradas en los bancos comerciales:

- *directrices y sistemas de evaluación de la seguridad ambiental para ayudar a los bancos a evaluar las empresas del sector energético renovables que soliciten préstamos;*
- *apoyo de la UE a proyectos agrupados, con el fin de facilitar el acceso a préstamos a tipo reducido".*

En este mismo sentido, hay otros autores como ECKHART⁴⁷, que señalan que "*la financiación tiene un impacto más inmediato sobre los mercados de energía solar que la investigación en nuevas tecnologías o las reducciones de costes en la fabricación de equipos*"

⁴⁶ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios". 1997. COM(97) 599 final

⁴⁷ ECKHART, Michael T. "Financing Solar Energy in the U.S.". Solar International Management. July 1999. Páginas 5-11. Disponible en la página Web: http://www.repp.org/repp_pubs/pdf/solFinUS.pdf

Este mismo autor va más allá y a la hora de hablar de la industria solar en EEUU afirma *"la financiación merece un sitio igualitario al que tiene el marco normativo y deberían trabajar de forma conjunta con la investigación tradicional, el desarrollo y los programas de demostración."*

La mejor evidencia empírica de que la financiación merece un protagonismo al mismo nivel que la regulación se encuentra en la situación que el mercado norteamericano termosolar ha experimentado a lo largo de todo el año 2009 y lo que llevamos de 2010: no se ha financiado ni un solo proyecto termosolar en suelo norteamericano. A pesar de ser el mercado más grande, de más desarrollo y más prometedor, lo cierto es que actualmente se encuentra lejos de entender la tecnología termosolar, y aún más lejos de poder financiarla. En entrevistas mantenidas con las entidades financieras más activas en renovables en suelo norteamericano⁴⁸, se señalaba claramente a que los tamaños de los proyectos financiables en EEUU eran muy inferiores a los europeos, ya que apenas *"da para financiar como máximo proyectos cuyo tamaño en términos de deuda no exceda los 250-300 Mn USD"*. Es decir, estamos refiriéndonos al sistema bancario más extenso y profundo del mundo y no es capaz de digerir la financiación que le correspondería a un solo proyecto termosolar de no más de 50 Mw con almacenamiento de sales similar a los construidos en España. ¿Qué ocurre?. Simplemente que el mercado bancario, el mercado de la financiación estructurada en EEUU no está lo suficientemente maduro como para acompañar a la actividad de los promotores de proyectos termosolares en suelo norteamericano, y todo ello a pesar de la enorme experiencia que ya tienen tanto en eólica como en fotovoltaica.

Mucha ha sido la literatura que ha analizado el rol del sector financiero en el desarrollo en general y en el sector de la energía en particular. Sirva sólo como botón de muestra el trabajo de DEMIRGÜÇ-KUNT y LEVINE⁴⁹ como visión de conjunto.

Pero generalmente, el análisis de la literatura se refiere siempre a economías en vías de desarrollo. Así, uno de los primeros estudios de la

⁴⁸ Estas entrevistas se realizaron con Jorge Camiña, Senior Vice President de Santander Investment Securities Inc. y con Jesús Gonzalez como Head of Structured Finance (USA) para BBVA Americas. Las entrevistas se celebraron en Nueva York el viernes 5 de Marzo de 2010 en las oficinas de ambas entidades.

⁴⁹ DEMIRGÜÇ-KUNT, Asli y LEVINE, Ross. "Financial Structure and Economic Growth: A Cross-Country Comparison of Banks, Markets, and Development". Cambridge, MA: MIT Press. Year 2001.

importancia del sector financiero nacional para el desarrollo del mercado energético fue realizado por CHURCHILL & SAUNDERS⁵⁰.

Más tarde, el trabajo de BABBAR y SCHUSTER⁵¹ y HEAD⁵² todavía documentan importantes diferencias entre las necesidades de inversión de los proyectos de energía y las propuestas de financiación de las entidades financieras, particularmente en el caso de proyectos de energías renovables.

Estos obstáculos para la financiación de los proyectos de renovables están igualmente documentados en los trabajos de WOHLGEMUTH y PAINULY⁵³. Más recientemente SONNTAG-O'BRIEN & USHER⁵⁴ y PAINULY y WOHLGEMUTH⁵⁵ hacen una retrospectiva de los problemas de financiación de los proyectos energéticos renovables y cuáles han sido las principales soluciones adoptadas.

MACLEAN y SIEGEL concentraron sus esfuerzos analíticos en proyectos de renovables a pequeña escala, llegando a la conclusión de que para la viabilidad de las financiaciones, es requisito imprescindible la disponibilidad de agentes financieros locales bien informados.

Pero casi todos los análisis se han referido a países en vías de desarrollo, asumiendo implícitamente la literatura el hecho de que en una economía desarrollada, la madurez del sistema financiero es algo anejo al propio desarrollo, cuando la evidencia empírica señala, por ejemplo en el caso termosolar norteamericano, que esto no es así.

⁵⁰ CHURCHILL, Anthony A. & SAUNDERS, Robert J. "Financing of the Energy Sector in Developing Countries". World Bank Industry and Energy Department Working Paper, Energy Series Paper No. 14. Washington, DC (USA). Year 1989.

⁵¹ BABBAR, Suman & SCHUSTER, John. "Power Project Finance: Experience in Developing Countries". World Bank RMC Discussion Paper No.119. Year 1998.

⁵² HEAD, Chris. "Financing of Private Hydropower Projects". World Bank Discussion Paper No. 420. Washington, DC (USA). Year 2000

⁵³ WOHLGEMUTH, Norbert & PAINULY, Jyoti Prasad. "Promoting private sector financing of commercial investments in renewable energy technologies". Finance for sustainable development: Testing new policy approaches, United Nations. Year 1999.

⁵⁴ SONNTAG-O'BRIEN, Virginia and USHER, Eric. "Financing options for renewable energy". Environmental Finance. Renewables Finance special issue May 2004.

⁵⁵ PAINULY, Jyoti Prasad & WOHLGEMUTH, Norbert. "Renewable energy financing - what can we learn from experience in developing countries?". *Energy Studies Review* 14 (2). Year 2006.

Tienen que coincidir en el tiempo madurez del sistema financiero y conocimiento de las tecnologías que permita llegar a plazos largos en las propuestas de financiación y con una exigencia de garantías para los socios que resulten asumibles por parte de los promotores de las inversiones en energías renovables.

Puede concluirse por tanto que un sector financiero bien desarrollado no es suficiente garantía de éxito de las inversiones en energías renovables, ya que esa madurez y ese conocimiento de las tecnologías tienen que ponerse en el contexto de un marco legal y regulatorio adecuado de apoyo a las inversiones en energías renovables. No será una condición suficiente, pero desde luego la madurez del sistema bancario es una condición necesaria para el despegue de las inversiones en energías renovables.

2.2.3 La existencia de factores sociales, políticos y económicos: la importancia de tener un “consumidor” preparado.

La evidencia de los números muestra claramente que un megavatio generado con energía nuclear, pongamos por ejemplo, es significativamente más barato que el mismo megavatio con origen renovable⁵⁶. No es objeto de esta tesis determinar el cuánto, ni si es relevante o no la inclusión de factores no financieros en el cálculo. Simplemente es un hecho objetivo del que partimos como hipótesis de inicio. Los rangos de cifras que históricamente siempre se han barajado en el sector eléctrico cifran el coste de generación nuclear por MW/h en el entorno de los 36 €, la generación hidráulica con un coste aproximado de unos 45 €, la eólica en el entorno de los 84 € y la fotovoltaica en el entorno de los 430 €. Evidentemente, estos costes tiene su origen en el sistema eléctrico español y dependen en gran medida del marco tarifario que se emplee en su cálculo. Una vez hecha esta apreciación e independientemente de la magnitud de la diferencia, es evidente que su coste es notablemente mayor y que por tanto debe haber un consumidor dispuesto a pagar por ello.

Tanto si el sobrecoste lo soporta directamente el recibo de la luz –y por tanto va contra el bolsillo del consumidor sin ningún tipo de edulcorantes- como si lo soportan los presupuestos públicos, -y por tanto el consumidor lo soporta indirectamente-, a corto plazo hay que hacer un ejercicio de realismo y simplemente asumir como consumidores que ese desarrollo sostenible es más caro, que supone no

⁵⁶ NUCLEAR ENERGY AGENCY. “Projected Costs of Generating Electricity. 2005 Update”. International Energy Agency. Organization for Economic Cooperation and Development. OECD Press. Year 2005.

comprometer el futuro de las próximas generaciones, pero a costa de sacrificios presentes.

El montante económico de "sacrificio" presente se evalúa en cada uno de los planes o programas económicos relativos a las energías renovables elaborados por los gobiernos de los diferentes países.

Ya se ha apuntado que para que se produzca un despegue de las energías renovables, también sería necesario un determinado "contexto económico y social" proclive a ello⁵⁷. Es decir, incorporar de forma significativa en el portafolio de generación energética un porcentaje relevante de energías renovables tiene claramente un coste para el consumidor final, quien deberá pagar más por el recibo de luz, al menos a corto y medio plazo.

En este sentido el ciudadano medio norteamericano, tal y como muestran las encuestas de la Universidad de Oxford & Nielsen, muestra tener un nivel de preocupación inferior por el cambio climático que el nivel medio mundial: la inquietud mundial por el cambio climático se ha reducido cuatro puntos respecto a 2007, pasando de un 41% que decía estar "muy preocupada" a un 37% en 2009. En ese mismo periodo, en Estados Unidos, el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero en el mundo después de China, el número de personas "muy preocupadas" ha disminuido a un 25% frente al 34% registrado en 2007. Es decir, hay doce puntos porcentuales de diferencia, de menor preocupación en el mercado norteamericano que en el resto del mundo.

Esta situación se debe fundamentalmente a que hasta ahora, al norteamericano medio apenas le ha "afectado". Es decir, sigue disfrutando de unos combustibles fósiles a unos precios significativamente más baratos que los europeos y no percibe como cercano el riesgo de falta de suministro como sí lo hace por ejemplo el ciudadano europeo⁵⁸.

⁵⁷ Se ha realizado una encuesta por parte de la Universidad de Oxford en colaboración con la empresa de medios Nielsen cuyos resultados pueden consultarse en la página web: <http://blog.nielsen.com/nielsenwire/global/global-survey-concern-for-climate-change-cools-off/>.

⁵⁸ No hay que olvidar que durante el año 2009, en pleno invierno, los enfrentamientos entre Ucrania y Rusia dieron lugar a la interrupción del suministro de gas para toda Europa. Rusia y Ucrania se intercambiaron acusaciones en relación al conflicto del gas, después de que Moscú anunciara el restablecimiento el suministro el 13 de Enero de 2009, a pesar de que el hidrocarburo no llegó a Europa en dicha fecha.

NIELSEN apunta que *"la preocupación mundial por el cambio climático se está enfriando"*, quien vincula la menor intranquilidad con la crisis económica mundial, *"dado que ha introducido nuevos motivos de preocupación más palpables e inmediatos"*.

Los niveles de preocupación más altos se encuentran en Latinoamérica y Asia Pacífico, donde un 96% de los encuestados señalan estar "muy o bastante preocupados", encabezando la lista Filipinas. Por el contrario, en el Este de Europa es donde las personas se muestran menos preocupadas por el calentamiento global, con Estonia en el último lugar, con un 10% que dice sentirse "muy preocupado".

Por su parte, en Oriente Medio y África, el 82% de las personas se siente "muy o bastante preocupadas" por el medio ambiente, un 71% en Europa y un 65% en Norteamérica.

En concreto, el 87% confiesa sentirse "muy o bastante preocupados" por el cambio climático, con el porcentaje más alto en Latinoamérica, con un 96%; un 90% en Asia Pacífico; un 85% en Europa; y un 79% de los norteamericanos.

Un mayor nivel de preocupación debería traducirse en una mayor predisposición a aceptar un recibo de la luz más caro, tanto si nos referimos a un extra-coste directo (mayor pago en el recibo de la luz) como si es indirecto (no se paga en el recibo de la luz, pero el consumidor lo paga indirectamente al ser cargado en los Presupuestos Generales de cada Estado).

Por esa razón, tiene sentido que el consumidor tenga una idea de conjunto del extra-coste que supone la generación renovable para el sistema eléctrico. A continuación, se analizará el sobrecoste para el cómputo global del sistema eléctrico en España, ya que este país es el segundo del mundo por potencia instalada en fotovoltaica, el tercero por potencia eólica instalada y el primero en el caso de la energía termosolar.

En el caso español, el 26 de agosto de 2005 fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros el Plan de Energías Renovables (PER) para el período 2005-10. Dicho Plan contenía unos objetivos de instalación por tecnología, que se explicitan en la Tabla II.3⁵⁹.

⁵⁹ A fecha de realización de la presente tesis, el IDEA ha publicado en fase de borrador el Plan de Energías Renovables 2011-2020. En base a las conclusiones de dicho informe, España prevé que en 2020 la participación de las renovables en nuestro país será del 22,7% sobre la energía final y un 42,3% de la generación eléctrica. Este superávit podría ser utilizado, a través de los mecanismos de flexibilidad previstos en la Directiva de

A partir de los mismos se ha calculado la prima equivalente implícita, o extra-coste que tendría el parque de tecnologías renovables, en el supuesto de que se alcanzasen exactamente los objetivos establecidos en el PER. Esta cifra se sitúa en 3.660 M€, y se ha denominado *Escenario PER*.

Señalar que todo este análisis se ha realizado sobre datos del mercado español porque a nivel mundial es el único mercado con datos lo suficientemente contrastados acerca de la evolución de las tres tecnologías más maduras (eólica, fotovoltaica y termosolar).

Tabla II.3. Inversión en energías renovables. Escenario PER estimado

Tecnología	Potencia PER (MW)	Prima equivalente implícita*
Cogeneración	9.215	1.202,5
Solar Fotovoltáica	400	253,1
Solar Termoeléctrica	500	304,8
Eólica	20.155	1.180,7
Hidráulica <10MW	2.400	198,0
Biomasa	1.317	345,9
Residuos	722	175,7
Total	34.709	3.660

*Suponiendo un precio medio de mercado de 4 cent€/kWh. Horas de funcionamiento supuestas: Cogeneración = 3.000h, Solar PV = 1.500h, Solar termoeléctrica = 2.400h, Eólica = 2.000h, Hidráulica = 2.500h, Biomasa = 4.000 h, Residuos = 4.500h.

Fuente: Informe sobre el impacto económico de la entrada en funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable en el horizonte 2014. Secretaría de Estado de Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. 12 de noviembre de 2009.

Sin embargo, el desigual desarrollo de las distintas tecnologías, en particular el exceso de instalación de algunas de ellas y la caída en el precio del *pool eléctrico* provocaría al cierre de 2009, un año antes del horizonte del PER, que la prima equivalente total de las energías renovables se situara en más de 1.600 M€ por encima del denominado *Escenario PER*, alcanzando los 5.208 M€, como se observa en la Tabla II.4.

renovables, para su transferencia a otros países europeos que resulten deficitarios en el cumplimiento de sus objetivos.

Contemplando de un vistazo la tabla siguiente, y sin grandes esfuerzos analíticos, parece evidente que la contribución a ese sobre gasto en primas de renovables no es en absoluto homogéneo, ya que se puede señalar por encima de cualquier otra tecnología a la fotovoltaica como responsable mayor del desajuste, ya que a pesar de tener una potencia instalada que representa sólo un 12,2% del total de la potencia instalada de renovables, es responsable de percibir un 47,6% de todas las primas asignadas a las renovables, lo cual es prueba empírica suficiente del desajuste tan notable desde el punto de vista financiero provocado por un error de medición: demasiados incentivos económicos atrajeron en el pasado una potencia instalada nueve veces superior al objetivo inicialmente previsto.

Tabla II.4. Inversión en energías renovables. Escenario PER real

Tecnología	Potencia real (MW)	Prima equivalente real**
Cogeneración	6.490	846,9
Solar Fotovoltaica	3.916	2.478,4
Solar termoeléctrica	81	50,0
Eólica	18.300	1.327,6
Hidráulica <10MW	2.057	190,9
Biomasa	650	170,7
Residuos	592	144,0
Total	32.005	5.208

**Estimada a partir de los datos registrado hasta finales de septiembre de 2009

Fuente: Informe sobre el impacto económico de la entrada en funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable en el horizonte 2014. Secretaría de Estado de Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. 12 de noviembre de 2009.

En estas circunstancias, se han calculado los efectos económicos de dos escenarios, que se diferencian según cuándo entren en funcionamiento las instalaciones inscritas en el Registro Administrativo de Pre-asignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial. La idea de estos análisis no es otra que la de tratar de cuantificar el sobre-coste que el sistema eléctrico asume por dar entrada a las nuevas formas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Sólo consideramos por ahora el efecto negativo de la prima "ofrecida", es decir, el importe de la subvención pagada a cada tipo de tecnología renovable de generación.

El primer escenario (Tabla II.5) contemplaría la entrada en 2010 de todas las instalaciones inscritas en el pre-registro de asignación. Entran en funcionamiento en el año 2010 y por tanto generan necesidades de primas desde el primer momento de operación. Lógicamente este sería el peor escenario posible, ya que se incrementaría la prima equivalente del sistema hasta los 7.254 M€. En este primer escenario, llama poderosamente la atención cómo la energía fotovoltaica representa apenas un 10,9% de la capacidad instalada y sin embargo estaría percibiendo una prima equivalente al 38,5% del coste total para el sistema. Por el contrario la eólica sería responsable de un 58% de los megavatios instalados y de tan sólo un 19% de las primas.

La energía termosolar se asemeja en ese sentido mucho más a la fotovoltaica, ya que asumiendo que en capacidad representa un 6,1% en coste de primas asciende esta tecnología hasta el 20,8% del total.

Tabla II.5. Inversión en energías renovables. Escenario Entrada en 2010

Tecnología	Potencia (MW)	Prima equivalente *
Cogeneración	6.650	867,7
Solar Fotovoltaica	4.416	2.794,8
Solar termoeléctrica	2.470	1.505,7
Eólica	23.555	1.379,9
Hidráulica <10MW	2.147	177,1
Biomasa	1.100	288,9
Residuos	987	240,1
Total	40.589	7.254

*Suponiendo un precio medio de mercado de 4 cent€/kWh. Horas de funcionamiento supuestas: Cogeneración = 3.000h, Solar PV = 1.500h, Solar termoeléctrica = 2.400h, Eólica = 2.000h, Hidráulica = 2.500h, Biomasa = 4.000 h, Residuos = 4.500h.

Fuente: Informe sobre el impacto económico de la entrada en funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable en el horizonte 2014. Secretaría de Estado de Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. 12 de noviembre de 2009.

En el segundo escenario planteado (Tabla II.6), es decir el de una entrada gradual de las inversiones en el periodo 2010-2013, se ha supuesto que las instalaciones inscritas entran en funcionamiento según las fases previstas en la propuesta de Acuerdo de Consejo de Ministros.

Es decir, en realidad lo que se hace es asignar una serie de cuotas anuales para cada tecnología, de forma que se evita la llegada masiva de las inversiones.

En paralelo, con esta laminación se conseguiría también la no saturación del sistema financiero, que tendría serias dificultades para poder financiar todos los proyectos de inversión si éstos se vieran forzados a entrar en funcionamiento en un único año de 2010.

De acuerdo con estos cálculos, la prima equivalente del sistema en 2010 se situaría en 5.959 M€, todavía más de 2.000 M€ por encima del Escenario PER.

Tabla II.6. Inversión en energías renovables. Escenario Entrada gradual 2010-2013.

Año	2010		2011		2012		2013	
Tecnología	Potencia (MW)	Prima* equival.	Potencia (MW)	Prima* equival.	Potencia (MW)	Prima* equival.	Potencia (MW)	Prima* equival.
Cogeneración	6.490	846,9	6.570	857,3	6.650	867,7	6.650	867,7
Solar Fotovoltaica	4.416	2.794,8	4.900	3.101,2	5.432	3.437,9	5.432	3.437,9
Solar termoeléctrica	931	567,5	1.431	872,0	1.931	1.177,1	2.470	1.505,7
Eólica	20.155	1.180,7	21.855	1.280,3	23.555	1.379,9	23.555	1.379,9
Hidráulica <10MW	2.087	172,2	2.117	174,7	2.147	177,1	2.147	177,1
Biomasa	800	210,1	950	249,5	1.100	288,9	1.100	288,9
Residuos	771	187,6	879	213,9	987	240,1	987	240,1
Total	35.651	5.959	38.702	6.749	41.802	7.568	42.341	7.897

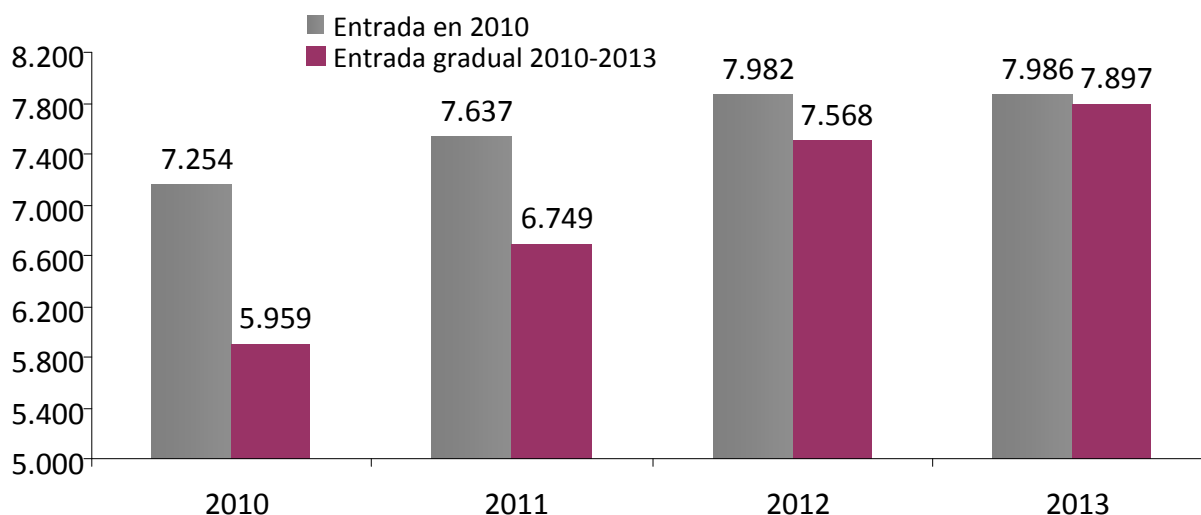
*Suponiendo un precio medio de mercado de 4,5 cent€/kWh en 2012 y 2013. Horas de funcionamiento supuestas: Cogeneración = 3.000h, Solar PV = 1.500h, Solar termoeléctrica = 2.400h, Eólica = 2.000h, Hidráulica = 2.500h, Biomasa = 4.000 h, Residuos = 4.500h.

Fuente: Informe sobre el impacto económico de la entrada en funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable en el horizonte 2014. Secretaria de Estado de Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. 12 de noviembre de 2009.

El siguiente gráfico permite una comparación año a año entre los dos escenarios propuestos, el de la entrada laminada frente a la entrada en un único periodo de 2010.

Como se puede observar, el escenario de entrada gradual da lugar a una prima equivalente de las instalaciones de régimen especial menor en todos los años objeto del análisis. Gracias a ello, el ahorro para el sistema eléctrico en su conjunto sería de un total aproximado de unos 2.500 M€ hasta el año 2013, año en el que el coste asociado a ambos escenarios aproximadamente se igualaría.

Gráfico II.7. Prima equivalente régimen especial (M€). Escenario laminado Vs. Entrada única



Fuente: Informe sobre el impacto económico de la entrada en funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable en el horizonte 2014. Secretaria de Estado de Energía. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. 12 de noviembre de 2009.

Debe señalarse que las diferencias en costes de los escenarios responden básicamente que en el escenario de entrada gradual 2010-2013, se retrasa la asunción de costes por el sistema, al modular la entrada en funcionamiento de las instalaciones.

Y todo eso debe ser compatible con los límites máximos al déficit tarifario que vienen legalmente establecidos tras la aprobación del RD-ley 6/2009.

Tabla II.7. Límites al déficit tarifario establecidos en RDL 06/2009

Año	2009	2010	2011	2012
Déficit máximo (M€)	3.500	3.000	2.000	1.000

Fuente: Real Decreto Ley 2/2009.

El análisis efectuado no considera otros impactos de la entrada de renovables sobre los costes de generación, tales como el posible descenso de precios del pool por la entrada de las energías renovables, ya que compara distintos escenarios asumiendo precios constantes entre escenarios.

Tampoco cuantifica el impacto que la menor “gestionabilidad” de las renovables puede tener sobre el sistema, ya que su mayor instalación puede obligar al mantenimiento de un parque térmico de generación abierto durante un número reducido de horas, sin capacidad para recuperar los costes fijos, que deberían soportar los costes regulados mediante sistemas de pago por capacidad. No obstante, estos efectos se consideran secundarios y en buena medida se contrarrestan en un equilibrio de largo plazo

Por otro lado, las energías renovables implican un conjunto de efectos beneficiosos que justifican la apuesta pública por las mismas. Sin ánimo de ser exhaustivos, cabe citar la sostenibilidad de sus fuentes, la reducción en las emisiones contaminantes, el cambio tecnológico, al tratarse de actividades intensivas en conocimiento, la reducción de la dependencia energética y los beneficios sociales adicionales derivados de la disminución del déficit de balanza comercial, el aumento del nivel de empleo y el desarrollo rural.

No se han estimado estos efectos y la cuantificación la hemos circunscrito básicamente a un ámbito puramente financiero y a corto plazo. Por tanto, estas conclusiones que señalan una serie de sobre-costes no deben interpretarse como un análisis coste-beneficio global sobre las tecnologías renovables, sino exclusivamente en términos de su impacto sobre los costes de acceso al sistema eléctrico, al no haber sido cuantificado el conjunto de los beneficios señalados, que en nuestra opinión, exceden ampliamente a los costes y justifican por tanto el marco regulatorio de apoyo a las energías renovables. La dificultad para estimar ese ejercicio de coste/beneficio global para las renovables estriba en la dificultad para valorar intangibles como la “sostenibilidad” en la generación, lucros cesantes y ahorros potenciales futuros. No es

objeto de esta tesis, pero creemos preciso apuntar que un análisis serio sobre esta reflexión acerca de las renovables debería contemplar factores que se escapan más allá del ámbito puramente financiero.

Los números de sobre-coste parecen lo suficientemente relevantes como para que el consumidor los tome en cuenta y sea consciente de ello. Por esa razón, afirmamos que el consumidor debe estar social y económicamente preparado para apoyar las renovables, de tal forma que entienda el sobre-coste financiero que le va a suponer y esté dispuesto a pagarlo.

Y no hablamos de pequeñas cifras. Sólo como botón de muestra, en el escenario de entrada única en 2010 de todos los megavatios detallados, el esfuerzo económico que se pide que hagan los consumidores como pagadores últimos de los sobrecostes del sistema eléctrico supone destinar el 0,75% del PIB de España en 2008 al apoyo de las energías renovables.

2.2.4 La importancia de la “disponibilidad” de la tecnología.

No repetiremos de nuevo lo dicho en párrafos anteriores, pero no se debe dejar de mencionar que las energías renovables están sumidas en un ingente esfuerzo de desarrollo tecnológico continuo.

Y no hay que centrarse para ello sólo en tecnologías de laboratorio. Sino que el esfuerzo tecnológico se hace también a nivel de plantas ya en operación, ya que uno de los objetivos de cualquier inversor es encontrar soluciones técnicas que incrementen la producción o que reduzcan los costes de operación y mantenimiento.

Al margen del esfuerzo de investigación y desarrollo, es absolutamente clave que la ubicación en la que se encuentren los proyectos de inversión en energía renovable disponga de una base industrial y tecnológica, que no sólo comprenda empresas, sino también el capital humano cualificado necesario para ello.

En este sentido, Alemania o Japón son un inmejorable ejemplo en el caso de la energía solar fotovoltaica como también lo es España en el caso de la tecnología termosolar.

En estos países existía previamente una infraestructura industrial que permitió el desarrollo de fabricantes de equipos clave. Se han dado las ayudas y subvenciones públicas necesarias para desarrollar esas tecnologías neonatas que inicialmente no eran comercialmente

viables. Y por supuesto, todo ello en un entorno de disponibilidad del capital humano con la educación y preparación adecuada.

En este sentido parece claro que una base industrial establecida como la hay en Europa o EEUU, con un gran número de profesionales cualificados en el campo técnico son un punto de partida mucho más óptimo que el que podrían tener la mayor parte de los países integrantes de la región MENA, en los que o no hay base industrial o no hay suficiente personal con la cualificación técnica requerida.

2.2.5 Otros factores relevantes: la infraestructura de transporte y las dificultades administrativas.

Uno de los factores más importantes para los inversores es la transparencia del proceso de desarrollo de los proyectos de inversión. Este concepto tan amplio hace referencia a la importancia de que no exista arbitrariedad en el proceso de relación con la Administración para todos los permisos, licencias que haya que obtener para el lanzamiento del proyecto. Esto es especialmente relevante en inversiones como las termosolares debido a que los periodos de promoción tienen una duración de entre 2-5 años.

Respecto a las autorizaciones técnico-administrativas que una planta termosolar debería tener resueltas antes de comenzar la construcción del proyecto, realizamos a continuación un breve inventario -sólo a efectos meramente informativos para un proyecto termosolar en España- de las mismas:

- Declaración de Impacto Ambiental. Esta es una autorización previa a la obtención de la Autorización Administrativa. Normalmente es tramitado por Delegaciones Provinciales o Regionales de Medioambiente y deben ser concluyentes acerca de que la instalación termosolar no tenga un impacto nocivo sobre la flora y/o fauna de la zona en la que se ubica la instalación termosolar.
- Autorización del proyecto por la autoridad correspondiente de Industria. Su aprobación permite realizar las instalaciones, condicionando su explotación a la aprobación del proyecto definitivo construido. La tramitación se realiza a través de la Delegación Provincial o Regional de Industria, quien antes de dar su aprobación, solicita información a los Ayuntamientos afectados, Tráfico, Agencias de Medioambiente, Obras Públicas, etc.

- Licencias de obras y actividad. La solicitud de licencia de obra civil se tramita a través del Ayuntamiento correspondiente a la localización de la planta, quien requiere informes a la Comisión Provincial de Urbanismo y a la Agencia de Medioambiente.
- Autorización para acogerse a los requisitos y procedimientos del régimen especial a través de la Delegación Provincial de Industria o Consejería correspondiente (en el caso español).
- Solicitud de punto de acceso a la red de transporte de electricidad. Este es un punto clave del proceso. Para poder generar flujos de caja, es necesario exportar la electricidad al sistema y para ello es muy necesario que la red de transporte esté lista para ello. No sólo la línea de evacuación de la planta, sino la subestación que sirve de punto último de conexión a la red de transporte general de electricidad.

En el caso español, como ya hemos destacado, es muy relevante la existencia de un gestor único de la red de transporte de electricidad, Red Eléctrica de España, S.A. (REE).

Red Eléctrica opera el sistema eléctrico español, tanto en la península como en los sistemas insulares y extra-peninsulares, garantizando la seguridad y continuidad del suministro eléctrico para que éste fluya desde los centros de generación hasta los de consumo.

La energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. Por eso, en todo momento, su producción debe igualarse a su consumo de forma precisa e instantánea lo que requiere su equilibrio constante. La función de Red Eléctrica, como operador del sistema, consiste en garantizar ese equilibrio y, para ello, prevé el consumo y opera y supervisa en tiempo real las instalaciones de generación y transporte, logrando que la producción programada en las centrales coincida en todo momento con la demanda real de los consumidores. En el caso de que difiera, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía.

Como operador del sistema REE elabora anualmente las previsiones de evolución de la demanda eléctrica a medio y largo plazo, así como de su cobertura. Estas previsiones son fundamentales para la elaboración de los planes de desarrollo de la red de transporte para los próximos años, aprobados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. También gestiona los denominados servicios de ajuste que son aquellos que tienen por objeto adecuar los programas de producción resultantes

de los mercados eléctricos diarios e intra-diarios a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

REE transporta la energía eléctrica en alta tensión. Para ello, gestiona las infraestructuras eléctricas que componen la red de transporte y conectan las centrales de generación con los puntos de distribución a los consumidores. Es el gestor de la red de transporte y actúa como transportista único, desarrollando esta actividad en régimen de exclusividad. Red Eléctrica es propietaria del 99% de la red de transporte en alta tensión y, por tanto, es la única empresa especializada en la actividad de transporte de energía eléctrica en España. El 1% restante, actualmente en propiedad de las empresas eléctricas, deberá ser adquirido por Red Eléctrica, según establece la Ley 17/2007 en un plazo máximo de tres años desde su aprobación.

La red de transporte está compuesta por más de 34.300 kilómetros de líneas eléctricas de alta tensión y más de 3.100 posiciones de subestaciones, y cuenta con más de 62.000 MVA de capacidad de transformación. Estos activos configuran una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos índices de calidad de servicio de máximo nivel al sistema eléctrico.

Como gestor de la red de transporte, Red Eléctrica es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, con criterios homogéneos y coherentes para proporcionar la fiabilidad y disponibilidad requerida, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en régimen de igualdad.

En los sistemas insulares y extra-peninsulares, Red Eléctrica no es propietaria de la red de transporte, pero, como operador del sistema, planifica el desarrollo de la red, la gestiona y garantiza el acceso a la red de todos los agentes con transparencia e igualdad de condiciones.

La existencia de una buena red de transporte es absolutamente clave, ya que en muchos momentos puede llegar a limitar y restringir dramáticamente el crecimiento de las energías renovables. Tal es el caso por ejemplo de la red de transporte norteamericana, cuyas carencias han empujado al *Department of Energy (DOE)* a tomar la modernización de la red de transporte como una de sus mayores prioridades⁶⁰.

⁶⁰ El *Department of Energy (DOE)* tiene un proyecto de modernización de la red de transporte de electricidad denominado "*Smart Grid*". Este proyecto tiene como prioridad tratar de diseñar la red de transporte del futuro, procurando incrementar los estándares de seguridad del sistema a la par que se preparará la red para un *mix* de

Pero ¿cómo puede la red de transporte restringir el crecimiento de las energías renovables?. Para que la red de transporte no constituya un cuello de botella insalvable es necesario afrontar algunos retos que permitan maximizar la capacidad de integración de energías renovables, garantizando al mismo tiempo la estabilidad y la seguridad del suministro eléctrico.

Hay que tener en cuenta como hemos señalado en párrafos anteriores que la electricidad apenas es almacenable y que el sistema eléctrico necesita mantener un equilibrio instantáneo entre la generación y la demanda. Las renovables representan el reto de incorporar energías que tienen, con respecto a la generación convencional, una gran variabilidad, más difícil predictibilidad y menor capacidad de adaptación a la demanda, por su dependencia de las condiciones climáticas de cada momento. Sólo por ilustrar esa complejidad con un ejemplo, hay que apuntar que la energía eólica ha llegado a aportar en 2009 en España en el momento de más viento 10.879 MW, un 32% de la demanda, que contrasta dramáticamente con el de menos viento, con una generación de menos de 40 MW, es decir, prácticamente nula.

Tal ha sido la preocupación acerca del efecto de las renovables en el sistema de transporte que en unas declaraciones recientes, el propio Presidente de REE, Luis Atienza apuntaba en un artículo:

*"Desde Red Eléctrica hemos afrontado este reto poniendo toda nuestra capacidad tecnológica y financiera para, en lugar de adoptar una actitud defensiva subrayando las dificultades y las restricciones técnicas, como han hecho la mayor parte de los TSOs (transportistas y operadores del sistema eléctrico), aportar soluciones y desarrollar nuevas herramientas con el objetivo de ser líderes en el mundo en la incorporación de renovables. De hecho, somos los primeros en haber puesto en marcha un Centro de Control de Renovables para tener esta generación en condiciones de recibir instrucciones del Operador del Sistema en tiempo real, lo que permite maximizar su aportación salvaguardando la estabilidad y la seguridad del suministro"*⁶¹.

generación en el que las energías renovables tengan una significativa mayor contribución futura. Para más información, se puede consultar la página web: [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages\(1\).pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages(1).pdf)

⁶¹ ATIENZA, Luis. Presidente de Red Eléctrica de España, S.A. "La electricidad, eje de la energía sostenible". Diario El País. Sección Tribuna: Laboratorio de ideas. 13 de Julio de 2008. Disponible en la página web: www.elpais.com

REE tal y como apunta su Presidente en las declaraciones anteriores, ha sido el primer gestor de red de transporte de electricidad del mundo en la lanzar un centro específico para el control de las energías renovables, de forma que éstas puedan integrarse en el sistema eléctrico español de forma óptima y asumiendo las mínimas restricciones ocasionadas en el seno de la red de transporte.

2.3 La importancia de la “estabilidad” y “previsibilidad” de los incentivos independientemente del sistema elegido

2.3.1 No sólo se trata de elegir un sistema u otro, sino de la sabia administración del sistema elegido.

No existe un modelo único de marco normativo de éxito. Tal y como se ha apuntado empíricamente en párrafos anteriores, es perfectamente posible empujar una energía renovable a través de sistemas de incentivos diferentes (tal es el caso de la eólica en EEUU con su sistema mixto frente al sistema de tarifas mayoritario en la UE). Lo cierto es que lo que es común a cualquier modelo de éxito de ese esfuerzo de promoción de la inversión, es la estabilidad y predictibilidad del marco normativo.

Son muchos los ejemplos que existen en un sentido positivo y también abundan los ejemplos de lo inverso. Casos sonados de éxito es el caso de Alemania, quien es reconocida internacionalmente en el mercado de las renovables como un país con un entorno muy estable, muy previsible y tremendamente confiable. Es lo que ha provocado encontrar a este país en posiciones de privilegio por capacidad instalada en tecnologías como la eólica o la fotovoltaica.

Japón es otro ejemplo de estabilidad, como también lo fue España hasta el año 2009, momento a partir del cual se sucedieron cambios e intentos de cambios normativos (pre-registro, enmiendas aprobadas en el Senado y rechazadas en el Congreso, etc.) que han drenado la credibilidad de la comunidad inversora en el sistema de incentivos español.

En este sentido, cabe destacar que lo que es incluso más relevante que la elección de un sistema en sí, es su administración. El regulador debe entender que al tratarse de inversiones tremendamente intensivas en capital, debe generar un arco de confianza a largo plazo y para ello, es absolutamente imprescindible evitar los “cambios de timón” en la regulación o cualquier otro cambio de naturaleza imprevista.

Generar confianza en los inversores es sinónimo de evitar imprevistos e incertidumbres. El dinero de la inversión fluye en base a expectativas y estas son extremadamente huidizas y volátiles. No hay por tanto mayor enemigo de las renovables que la improvisación y las continuas alteraciones del rumbo de los marcos normativos.

En este sentido, la propia Unión Europea señala en su documento "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios"⁶², la importancia de mantener una estrategia de creación de un marco estable y a largo plazo:

"Sin una estrategia clara y completa acompañada por medidas legislativas, su desarrollo se retrasará. La prioridad esencial de los agentes económicos implicados en su desarrollo es disponer de un marco estable a largo plazo para el desarrollo de las fuentes energéticas renovables, que cubra los ámbitos político, legislativo, administrativo, económico y comercial.

Además, mientras se desarrolla el mercado interior, es necesaria una estrategia a escala comunitaria para las fuentes de energía renovable, a fin de evitar que se produzcan desequilibrios entre los Estados miembros o distorsiones en el mercado energético.

La posición de líder mundial que ocupa la industria Europea de la energía renovable puede mantenerse y consolidarse únicamente a partir de la base de un mercado interior significativo y creciente".

En este mismo sentido apuntan las conclusiones del informe "OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. Final Report"⁶³. Como ya hemos señalado en párrafos anteriores, esta es probablemente la obra empírica más seria sobre los marcos regulatorios escrita hasta el momento. El informe afirma lo siguiente al respecto de la importancia de la buena administración y estabilidad de un marco regulatorio para las energías renovables:

⁶² COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios". 1997. COM(97) 599 final

⁶³ RAGWITZ, Mario et al. "OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. Final Report". Intelligent Energy for Europe. Kalsruhe. February 2007. Disponible en la página web: http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2007_02_optres.pdf.

"El sistema de incentivos alemán es aplaudido por el éxito de haber atraído grandes cantidades de proyectos de energía renovable. Evidentemente la combinación de unas tarifas apropiadas y de subvenciones a las inversiones han jugado un papel importante en ese esfuerzo, pero lo que ha sido el factor clave -y sigue siéndolo- es la estabilidad institucional a largo plazo, que permite al inversor generar mucha seguridad en el sistema.

Muchos otros mercados han empleado un sistema de tarifas generosas (como por ejemplo el sistema holandés en los años 2001/02 o el sistema portugués con un esquema tarifario similar) o han establecido condiciones muy atractivas a la inversión (como el sistema de subastas irlandés), pero han carecido de la credibilidad necesaria a largo plazo. Como consecuencia de ello.

Los inversores han sido muy reticentes y los financiadores han exigido menores niveles de apalancamiento en los proyectos o mayor coste de la deuda, lo que ha resultado en una penetración de la inversión renovable por debajo de lo previsto dado el nivel de apoyo financiero".

El gran reto es por tanto generar esa confianza en el sistema –cuya credibilidad cuesta muy construir en términos temporales- y no malgastarla con decisiones poco maduras.

Como hemos apuntado anteriormente, el caso español en 2009 es un ejemplo en sentido negativo. Tal ha sido en algunos momentos el despropósito de cambios propuestos para el marco normativo, que las críticas no solo provenían de la comunidad inversora, sino también de otros organismos de la propia Administración.

Así, un informe elaborado por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) publicado en Noviembre de 2009, criticaba abiertamente los pilares de la normativa del Gobierno en materia energética.

Este último informe es demoledor en aspectos clave como las primas a las energías renovables y las subvenciones que el Gobierno quería introducir para mantener el carbón nacional. "Incongruente" y "perniciosa" son algunos de los calificativos que la propia Comisión Nacional de la Competencia emplea al referirse a la actual política energética del Gobierno y el flaco favor que está haciendo al proceso de liberalización eléctrico⁶⁴.

⁶⁴ PATIÑO, Miguel A. "Competencia: la política energética del Gobierno es "incongruente" y "perniciosa". Artículo publicado en el Diario Expansión con fecha 24

2.3.2 La importancia de los tiempos: las renovables son una apuesta del largo plazo.

No sólo es importante administrar bien el sistema de incentivos, sino hacerlo considerando los plazos adecuados. Hablar de "tiempo" en las energías renovables es hablar de largos plazos, y más aún si nos referimos a la tecnología termosolar, ya que ésta es la que dentro del mundo de las renovables, necesita un mayor número de años en términos de financiación y obtención de retornos.

En este sentido, la propia Unión Europea en su documento "Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible⁶⁵" elaborado como una propuesta de la Comisión ante el Consejo europeo de Gotemburgo, señala:

"Aunque la Unión Europea dispone de una amplia gama de políticas para tratar los aspectos económicos, ambientales y sociales de la sostenibilidad, la coordinación en su aplicación ha sido insuficiente. Muy a menudo, las acciones para alcanzar los objetivos de una política impiden avanzar en otras, mientras que las soluciones a los problemas suelen estar en manos de responsables políticos de otros sectores o de otros niveles de gobierno.

Así se explican muchas de las tendencias insostenibles a largo plazo. Además, la falta de una perspectiva coherente a largo plazo implica una concentración excesiva en los costes a corto plazo e insuficiente en la posibilidad de alcanzar a largo plazo situaciones en las que todas las partes puedan salir ganando".

Una de las razones por las cuales es clave entender que el negocio de las renovables es a largo plazo se encuentra en el hecho de que se persigue que estas energías alternativas acaben siendo competitivas con los combustibles fósiles en términos de costes de generación. Hoy día, la energía eólica ya es competitiva con los combustibles fósiles en

de Noviembre de 2009. Disponible para su consulta en la página web: <http://www.expansion.com/2009/11/23/empresas/energia/1259013461.html>

⁶⁵ COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN. "Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible". Propuesta de la Comisión ante el Consejo Europeo de Gotemburgo. Bruselas, 15.5.2001 COM(2001)264 final

un entorno de petróleo en el rango de los 80-85 EUR. Se trata de lograr algo similar para el resto de tecnologías menos maduras.

Así el informe de la IEA⁶⁶ *"Renewable Energy. Market & Policy Trends in IEA Countries"* señala: *"Las energías renovables no son la única opción para ser consideradas para solucionar los desafíos energéticos del presente. Al final, las renovables deben alcanzar la competitividad en costes con los combustibles fósiles y las tecnologías nucleares y los mercados deberán trabajar con las mínimas interferencias externas teniendo en cuenta costes tanto internos como externos."*

En términos de I+D, el mercado ha dado incentivos en el pasado a la mayoría de las tecnologías energéticas y muy probablemente lo siga haciendo en el futuro. El desafío consiste en determinar hasta cuánto y durante cuánto tiempo se deben apoyar estas tecnologías para garantizar las opciones estratégicas que son importantes para construir un sistema energético seguro y sostenible."

Parce por tanto claro que no es sólo un sistema de incentivos lo relevante, sino administrar dicho marco normativo de forma correcta y en el plazo adecuado, al margen de otra serie de factores que deben darse en paralelo temporalmente, lo que mejor explicará el éxito o fracaso de un determinado sistema de incentivos.

2.4 Conclusiones

El volumen de inversiones que se va a dedicar a las energías renovables en los próximos años es absolutamente impactante. Siguiendo las predicciones que hace la propia Agencia Internacional de la Energía (IEA en sus siglas en inglés) las inversiones alcanzarán los 120 Bn. USD en 2015 y los 200 Bn. USD hacia el año 2030.

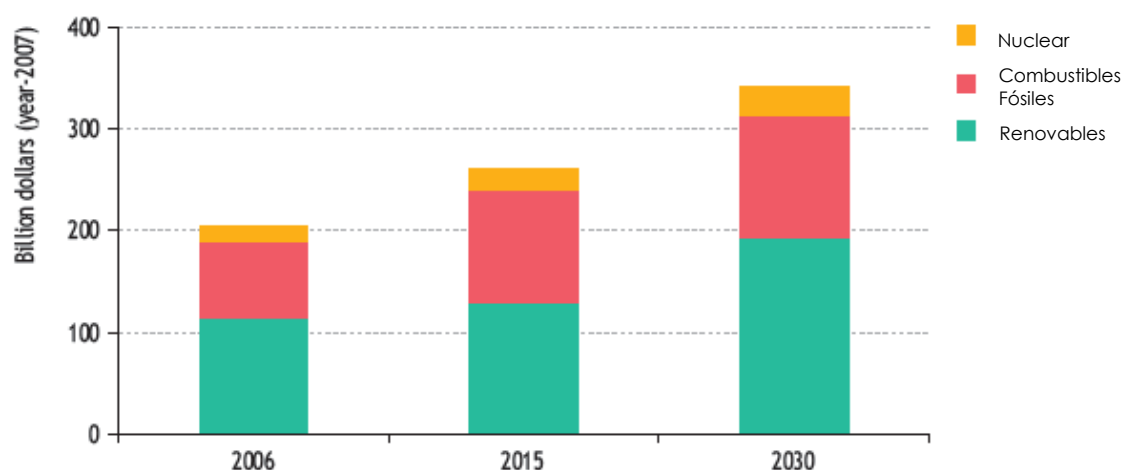
Esto quiere decir, que aquellos países o zonas geográficas que mejor sepan gestionar un entorno de confianza para los inversores, se constituirán como el destino óptimo para el capital privado.

Que este montante de inversiones se dirija hacia una zona geográfica u otra dependerá de muchos factores, siendo el sistema de incentivos uno de los más importantes, aunque ciertamente no el único. Tal y como se ha apuntado en los epígrafes anteriores, no es un tema sólo de apuesta por un sistema de tarifas o un sistema mixto. Tampoco se trata

⁶⁶ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *"Renewable Energy. Market & Policy Trends in IEA Countries"*. OECD. Year 2004. ISBN 9264107916

de fijar incentivos económicos más allá de lo razonable desde el punto de vista de coste para el consumidor. Hay que generar un marco normativo estable, predecible y confiable en el que el inversor se encuentre cómodo a largo plazo y las entidades financiadoras sientan que el perfil de riesgo de los altos endeudamientos es bajo y los compromisos de fondeo a largo plazo no supongan un escollo insalvable.

Gráfico II.8. Inversiones mundiales en nuevos activos de generación según su origen.



Fuente: IEA. World Energy Outlook 2008 . Chapter 7 - Renewable energy Outlook (pag 178).

No es sólo una cuestión de elegir un determinado sistema de incentivos, sino que hay que saber administrarlo sin cambios de rumbo que generen incertidumbres a todos los jugadores. Hay que crear también un entorno en el que se facilite al sistema financiero su participación en este tipo de proyectos y a la vez, crear un sistema de permisos y autorizaciones lo más transparente, rápido y menos arbitrario que sea posible.

No son mejores aquellos marcos que más remuneran la inversión, porque de hecho esa situación también tendría efectos nocivos para la industria de las renovables. Tal y como señala KOMOR⁶⁷, los sistemas de tarifas que son los que mejor resultado han dado hasta la fecha, tienen evidentemente sus propios inconvenientes:

⁶⁷ KOMOR, Paul. "Renewable energy policy". The Diebold Institute for Public Policy Studies. IUNIVERSE. Year 2004. ISBN: 0-595-31218-7. 182 pages. Páginas 19-35.

“Los sistemas de tarifas pueden ser resumidos como “eficaces pero no eficientes”. Ciertamente consiguen la instalación de nueva capacidad renovable, pero a precios muy elevados. Son el mejor sistema a corto plazo, muy útil a la hora de construir una industria nueva desde niveles bajos de actividad. Pero se debe tener cuidado y limitarlos en su alcance y duración para evitar que los subsidios tiendan a perpetuarse. En el caso de Alemania, este efecto ha jugado un papel protagonista en el esfuerzo de la industria subvencionada para que las ayudas se extendieran más allá de lo económicamente justificable”.

Dada la complejidad de la inversión en energías renovables y los intereses no siempre alineados de los tres principales agentes (inversores, entidades financieras y la Administración pública), parece una ligereza asignar en un razonamiento simplista todo el mérito o demérito de ese esfuerzo de atracción de la inversión a la simple elección de un marco normativo.

Es necesario para llegar a conclusiones más pegadas a la realidad contextualizar mucho mejor las decisiones de los inversores y las entidades financieras, habiendo a nuestro juicio la bibliografía, olvidado en gran medida a éstas últimas a un papel demasiado secundario si se tiene en cuenta que prácticamente aporta entre siete y ocho de cada diez euros necesarios para acometer la inversión. Y por supuesto, resulta clave el papel desempeñado por la Administración Pública, cuyo objetivo último debería ser la construcción de un marco de confianza y certidumbre para ser exitosa en ese esfuerzo de atracción del capital privado hacia la industria de las energías renovables.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

Capítulo III. Análisis de los proyectos de energías renovables

3.1 Definición: ¿Qué son las energías renovables?

3.1.1. Las Fuentes de Energía: "limpias" versus "contaminantes"

3.1.2. Energías Renovables "limpias"

3.2. Peculiaridades económicas, financieras y de gestión de riesgos frente a otros sectores

3.2.1 Peculiaridades financieras desde la óptica de la inversión

3.2.1.1 Mecanismos de garantía de la rentabilidad de las inversiones en proyectos de energías renovables.

3.2.1.2 Mecanismos de fomento

3.2.1.3 Mecanismos para la financiación inicial de los proyectos

3.2.1.4 Mecanismos para mejorar la rentabilidad e incrementar la atracción hacia los proyectos

3.2.2 Peculiaridades financieras desde la óptica de la financiación de los proyectos de energías renovables.

3.2.2.1 Financiación contra activos (*asset finance*)

3.2.2.2 Financiación corporativa (*corporate finance*)

3.2.2.3 Financiación contra proyecto (*project finance*)

3.2.2.4 Financiación mediante bonos proyecto (*project bonds*)

3.2.3 Peculiaridades financieras desde la óptica de la gestión de riesgos.

3.3 Peculiaridades específicas de los proyectos termosolares

3.3.1 Los proyectos termosolares encajan a los inversores y son parte del compromiso político de Europa para cumplir sus objetivos de creación de un mercado energético único, solidario y autoabastecido.

3.3.2 ¿Qué papel juegan los proyectos termosolares en este contexto de las energías renovables en Europa?

3.4 Conclusiones

3. ANÁLISIS DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables atraen la atención de toda clase de agentes: políticos, sociales, reguladores, económicos y financieros. Y la razón no es otra que el hecho de que todo lo que suena a energía renovable, despierta automáticamente los sentidos del interlocutor. La idea de este capítulo es profundizar en las características de los proyectos de inversión en energías renovables que los hacen tan sumamente atractivos.

Es decir, se trata de identificar las peculiaridades que tienen los proyectos en este campo para despertar tanto apetito en el capital, tanto por el lado inversor como por el financiador.

Sólo como botón de muestra un tanto simplista, pero muy contundente a la hora de medir el interés de los ciudadanos, basta con el simple hecho de realizar una búsqueda en Internet⁶⁸ tratando de identificar algunos activos en el campo de las energías renovables en los que invertir directamente. La respuesta que uno obtiene es tan abrumadora y masiva que a cualquier ahorrador le resultaría poco menos que imposible discriminar de forma racional una inversión seria, y separar ésta de la estrictamente comercial con poca base económica y financiera.

Se tratará a continuación en los siguientes epígrafes de dibujar un estereotipo de la inversión en este tipo de activos, sus peculiaridades financieras, sus riesgos y sus rentabilidades típicas, para partiendo de lo general, llegar al detalle de las inversiones que más específicamente nos ocupan: las inversiones termosolares.

3.1 Definición: ¿Qué son las energías renovables?

Se denomina energía renovable a toda aquella que se genera a partir de fuentes naturales inagotables: bien sea porque su disponibilidad es casi infinita, o bien, porque son capaces de regenerarse por medios naturales de forma casi ilimitada.

⁶⁸ Sirva como botón de muestra el buscador "Google" (<http://www.google.com>) y una búsqueda de "inversión en energías renovables" en castellano. El número de resultados supera con creces las 1.050.000 referencias. Si esta misma búsqueda uno la realiza en inglés el resultado es, si cabe, mucho más abrumador: más de 8.500.000 referencias a páginas web relacionadas con las inversiones en el campo de las energías renovables.

Es decir, el denominador común a toda energía renovable se identifica por el hecho de que el consumo presente del recurso natural no condiciona su potencial uso y consumo futuro. De ahí su etiqueta de “renovable” (derivado del verbo latino “renovare”).

Tomando como referencia las tres primeras definiciones de “renovar” que ofrece el Diccionario de la Real Academia Española de la Lengua, encontramos⁶⁹:

- “1. tr. Hacer como de nuevo algo, o volverlo a su primer estado.*
- 2. tr. Restablecer o reanudar una relación u otra cosa que se había interrumpido.*
- 3. tr. Remudar, poner de nuevo o reemplazar algo”.*

Es decir, estas tres primeras definiciones dan una idea preclara de lo que renovable significa en términos del sector energético: el recurso natural, una vez empleado, vuelve a su primer estado, no se interrumpe su existencia. Es por tanto, como si volviera a estar disponible para el consumo de nuevas generaciones, una y otra vez, de forma indefinida.

Una vez acotado el concepto de energía renovable, vamos a tratar de clasificar los distintos recursos que tradicionalmente se asocian al mismo.

3.1.1. Las Fuentes de Energía: “limpias” versus “contaminantes”

En contra del creer común, no todas las fuentes de energía renovable son fuentes de generación de energía limpias. Es decir, dentro de las propias energías renovables es absolutamente necesario distinguir dos categorías: las no contaminantes o limpias y las fuentes de energía contaminantes.

Las fuentes de energías renovables contaminantes se obtienen del aprovechamiento de alguna materia orgánica cuyo origen puede ser natural (biomasa) o no.

La biomasa puede emplearse directamente como combustible si se tratara de madera u otros despojos vegetales sólidos, o bien puede convertirse en bioetanol o biogás (a partir por ejemplo de excrementos animales) mediante procesos químicos de fermentación orgánica. También cabe a partir de determinadas materias primas vegetales (aceite de soja, colza, palma o jatrofa) y mediante procesos de transesterificación convertir dichas materias primas en biodiesel.

⁶⁹ http://buscon.rae.es/draeI/SrvltConsulta?TIPO_BUS=3&LEMA=renovable

Esto siempre y cuando nos refiramos a la biomasa en un sentido genérico, es decir, al aprovechamiento de recursos naturales. Esta diferenciación es necesaria porque se acepta como energía renovable el uso de materia prima de origen no natural. Este sería el caso por ejemplo de los residuos sólidos urbanos, cuyo aprovechamiento para la generación eléctrica también recibe la etiqueta de "energía renovable".

Las energías de fuentes renovables contaminantes tienen el mismo problema que la energía producida por combustibles fósiles: en su proceso de combustión emiten dióxido de carbono, gas de efecto invernadero, y en ocasiones, resultan tan contaminantes como los combustibles fósiles porque el proceso de combustión no es tan limpio al quemar combustibles no tratados previamente, lo que supone una generación considerable de cenizas, hollines y otras partículas sólidas de difícil reciclaje.

A pesar de lo anterior, y como hemos señalado en párrafos anteriores, se identifican como energías renovables por la naturaleza no agotable de los recursos que se emplean para su generación.

Suele reforzarse el argumento anterior con la afirmación de que el balance medioambiental de este tipo de generación energética es mucho más positivo que los combustibles fósiles tradicionales, ya que el dióxido de carbono emitido durante su combustión debe compensarse con el dióxido previamente absorbido durante el proceso de fotosíntesis a lo largo de su vida. Siendo cierto lo anterior, y puestos a ser precisos, habría que añadir a ese balance energético los recursos consumidos y el dióxido emitido durante la siembra, regado y recolección de la mencionada biomasa por continuar con el ejemplo anterior.

3.1.2. Energías Renovables "limpias"

Centraremos nuestro análisis a continuación en la identificación de las principales fuentes de energías renovables y limpias. Esta lista no nace como un inventario cerrado, ya que el avance de la ciencia y la técnica hace que cada vez se puedan identificar nuevas formas de generación energética que cumplen con la exigencia de "renovabilidad" y de limpieza.

A continuación se describen las principales fuentes de energía renovables:

- a) Energía hidráulica (limpia): Es una forma de generación de energía a partir del aprovechamiento de los saltos de agua, que son empleados con el fin de generar el movimiento en las turbinas estratégicamente ubicadas.
- b) Biomasa (contaminante): La formación de biomasa se desencadena a partir del proceso de fotosíntesis vegetal aprovechando la energía solar. Mediante la fotosíntesis, las plantas que contienen clorofila transforman el dióxido de carbono, el agua y minerales, en materiales orgánicos con alto contenido energético. La energía almacenada en este proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía térmica o biocarburantes de origen vegetal (bioetanol o biodiesel por ejemplo).
- c) Energía solar (limpia): La energía solar es sin lugar a dudas una de las fuentes de energía más importantes dentro de las renovables. En un sentido amplio, consiste en el aprovechamiento de la energía que difunde el Sol, bien de forma directa o bien de forma indirecta. Hay que distinguir por tanto, a efectos del análisis de la generación de energía solar la radiación directa y la radiación difusa o indirecta.

La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin ningún tipo de reflexión o refracción intermedias. Por el contrario, la radiación indirecta o difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a la reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes, y en el resto de elementos atmosféricos y terrestres.

En el primer caso, la radiación directa puede concentrarse para su utilización en la generación de energía, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas direcciones.

Recogiendo de forma adecuada la radiación solar, ésta puede transformarse en generación de energía solar:

- Energía solar térmica: mediante receptores fijos o móviles, consiste en concentrar la radiación solar directa en uno o varios puntos, para de esta forma, generar altas temperaturas que a su vez suelen emplearse para mover finalmente una turbina. Este sería el caso de las centrales termosolares de concentración cilindro-parabólicas,

centrales Fresnel, los discos Stirling o las centrales de torre central.

- Energía solar fotovoltaica: Mientras que en la energía térmica se concentra la radiación solar para generar altas temperaturas, en los paneles fotovoltaicos se utiliza la luminosidad para directamente convertir la energía luminosa en energía eléctrica a partir de las propiedades de minerales como el silicio.

d) Energía eólica (limpia): Se trata de aprovechar la energía cinética generada por el efecto de las corrientes de aire que provocan el movimiento de las aspas de los aerogeneradores. Esas corrientes de aire se producen por el movimiento de grandes masas de aire que se desplazan desde áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión.

e) Energía geotérmica (limpia): Esta fuente consiste en el aprovechamiento de las altas temperaturas del interior de la Tierra. Este calor se debe a factores como el gradiente geotérmico y el valor “radiogénico”. En algunas zonas del planeta, a muy poca profundidad de la superficie, las aguas subterráneas alcanzan altas temperaturas, lo que se utiliza para aprovechar el vapor generado y así provocar el movimiento de las turbinas eléctricas.

f) Energía mareomotriz (limpia): Esta fuente de generación de energía descansa en el movimiento de las aguas marinas ocasionados por las mareas. Según la posición de las fuerzas gravitatorias entre la Luna, la Tierra y el Sol, se producen diferencias en las alturas medias de los mares, lo que provoca las mareas. Esos desplazamientos se aprovechan para provocar el movimiento de las turbinas hidráulicas que se interponen en el flujo natural de las aguas.

Esta fuente de generación energética renovable es todavía una de las menos desarrolladas técnica e industrialmente. En estos momentos, la enorme inversión que requieren comparada con el perfil de baja generación energética, junto con el enorme impacto visual que suelen tener estas instalaciones, han provocado que hasta la fecha la mayor parte de los esfuerzos que hay en este campo estén sólo en fase prototípica.

Junto a la energía mareomotriz se suele citar también la energía undimotriz, que se obtiene a partir del aprovechamiento del

movimiento de las olas, pero al igual que ocurre con el caso anterior, su estado técnico es todavía muy inmaduro.

Tal y como anticipamos en capítulos anteriores, nuestro trabajo se centrará en el análisis de los proyectos de inversión en energía termosolar, al ser este sector el que creemos tiene mayor potencial de crecimiento futuro.

3.2. Peculiaridades financieras y de gestión de riesgos frente a otros sectores

Una vez que ya se han diferenciado los diferentes proyectos de energías renovables, se va a proceder en este capítulo a inventariar y analizar los aspectos financieros de las inversiones en este campo que contribuyen a su singularidad.

Es decir, se trata de desmenuzar desde el punto de vista de la inversión, de su financiación y de la gestión de riesgos, las principales propiedades de las inversiones en energías renovables, que sin duda, las convierten hoy en uno de los destinos favoritos del dinero de los ahorradores.

3.2.1 Peculiaridades financieras desde la óptica de la inversión.

A efectos de analizar el perfil inversor en los activos de generación de energía renovable, se partirá de la asunción de que el dinero tiene un comportamiento lógico⁷⁰. Es decir, si hay en estos momentos mucho

⁷⁰ No es una afirmación tan evidente, ya que hay muchos autores que lo cuestionan. Sirva como botón de muestra PLUMMER, quien defiende el comportamiento no lógico de los inversores al actuar en "masa" (PLUMMER, Tony. "Forecasting Financial Markets – Technical Analysis and the Dynamics of Price". John Wiley & Sons, NY, 1991) o por ejemplo, DIXIT, Avinash K. & PINDYCK, Robert S. quienes defienden que la falta de información homogénea y completa de los mercados invalida las teorías clásicas de toma de decisiones en el campo de las inversiones (AVINASH, K. Dixit & PINDYCK, Robert S. "Investment under Uncertainty". Cloth. Year 1994. 476 pp.). Lo que asumimos como hipótesis para el inversor lógico es que siempre va a preferir aquella opción de inversión que le ofrezca un mayor perfil de rentabilidad con un mínimo perfil de riesgo. Este es en el fondo el pilar básico de la gestión de carteras, formulado por primera vez por MARKOWITZ, Harry M. (1927), Premio Nobel en 1990 compartido con MILLER, Merton M. y SHARPE, William F. por su trabajo pionero en la teoría de la economía financiera.

MARKOWITZ publicó en 1952 el artículo que se considera el origen de la teoría de selección de carteras y la consiguiente teoría de equilibrio en el mercado de capitales. Inicialmente se le prestó escasa atención hasta que en 1959 aclaró con mayor detalle su formulación inicial. A raíz de un famoso trabajo publicado en 1958 por TOBIN, James, se vuelve a plantear el problema de la composición óptima de una cartera de valores, si bien con una orientación y alcance totalmente nuevos.

más dinero que proyectos de inversión en el campo de las renovables eso se debe a que el dinero en este tipo de inversiones se encuentra debidamente remunerado en términos de rentabilidad y riesgo⁷¹. Analizaremos más adelante y con más detalle específicamente el componente de riesgo, pero ya apuntamos que es imposible hacer cualquier análisis si no es vinculando retorno y perfil de riesgo.

Hay una expresión anglosajona muy empleada en el mundo de los asesores de inversión que es siempre conveniente tener en mente a la hora de hablar de oportunidades de inversión. Esta expresión es la siguiente: "*There is no such thing as a free lunch*" (cuya traducción libre al castellano podría ser algo así como "no existe nada parecido a una comida gratis")⁷².

Parece por tanto conveniente recordar una evidencia así para contextualizar las razones por las cuales los proyectos de renovables atraen tanto dinero de los ahorradores, particulares e institucionales.

La primera peculiaridad por la cual las energías renovables despiertan tanto interés en los inversores, se encuentra en el hecho de que proporcionan altos retornos en comparación con otras alternativas de inversión.

Fueron sin embargo W. F. Sharpe y J. Lintner quienes completaron el estudio despertando un enorme interés en los círculos académicos y profesionales.

Se entiende por cartera de valores a una determinada combinación de activos financieros adquiridos por una persona física o jurídica, y que pasan por lo tanto, a formar parte de su patrimonio. En ella se incluyen cualquier tipo de activos financieros.

La principal aportación de Markowitz se encuentra en recoger de forma explícita en su modelo los rasgos fundamentales de lo que en un principio se puede calificar como "conducta racional del inversor", consistente en buscar aquella composición de la cartera que haga máxima la rentabilidad para un determinado nivel de riesgo, o bien, un mínimo el riesgo para una rentabilidad dada. Sus obras más conocidas son "*The Utility of Wealth*", (1952), "*Portfolio Selection*",(1952), y "*Portfolio Selection: Efficient diversification of investment*" (1958).

⁷¹ MARKOWITZ, Harry. "*Portfolio Selection*". *The Journal of Finance*, Vol. 7, No. 1. (Mar., 1952), pp. 77-91. Esta fue la primera formulación de la optimización en gestión de carteras del perfil de riesgo y rentabilidad.

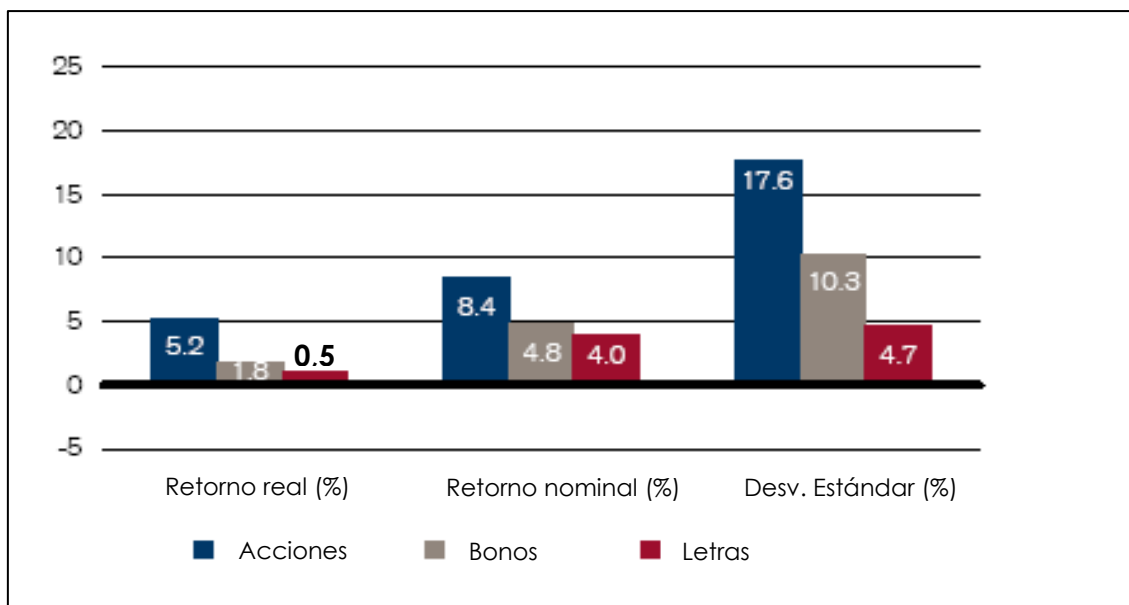
⁷² Aunque su origen no es claro, esta expresión apareció por primera vez en una editorial del periódico *The Long Beach Independent* en Octubre de 1943 y hacía referencia a la desconfianza que generaban las ofertas donde todo eran "ventajas" para el comprador.

Por tanto, el punto de partida debe ser analizar, aunque sea de forma no exhaustiva –no es el objeto de esta tesis–, cuales son los retornos que habría estado obteniendo un inversor que hubiera invertido sus ahorros en acciones, renta fija privada o deuda pública.

Para tomar una referencia válida no condicionada por factores locales, hemos recurrido a los retornos de un inversor global. Y como fuente hemos empleado el “*Credit Suisse global investment returns yearbook 2009*”⁷³, publicación del banco de inversión suizo que anualmente y de forma regular, publica este estudio actualizado.

A continuación reproducimos en el siguiente gráfico los retornos obtenidos por un inversor global en el periodo 1900-2008.

Gráfico III.1. Riesgo y rentabilidad de los activos más importantes para un inversor global. 1900-2008

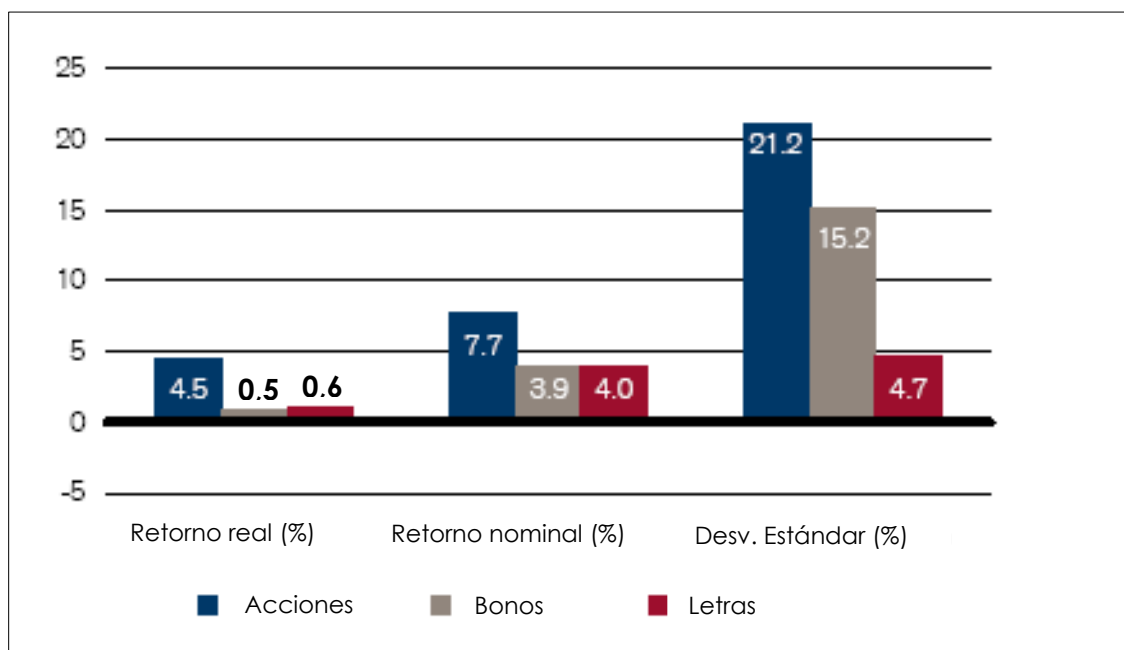


Fuente: *Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2009*.

Si el análisis lo aplicáramos a un inversor europeo, las conclusiones serían muy similares a la luz de estos resultados.

⁷³ DIMSON, Elroy, MARSH, Paul & STAUNTON, Mike. “*Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2009*”. Credit Suisse Research Institute. Suiza. Año 2009. Se puede obtener la última edición del informe en el siguiente link: http://emagazine.credit-suisse.com/app/customtags/download_tracker.cfm?logged=true&dom=emagazine.credit-suisse.com&doc=/data/product_documents/shop/254094/research_institute_yearbook.pdf

Grafico III. 2. Riesgo y rentabilidad de los activos más importantes para un inversor europeo. 1900-2008



Fuente: Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2009.

Tal y como se observa en los gráficos anteriores, uno podría concluir que las alternativas de inversión tradicionales han ofrecido retornos entre el 8,4% y el 4% en el caso de un inversor global, y entre el 7,7% y el 4% en el caso de un inversor europeo en términos nominales.

Y en ambos casos rodeados de altísimos niveles de volatilidad: entre el 17,6% y el 4,7% en el caso de un inversor globalizado y entre el 21,2% y el 4,7% en el caso de un inversor europeo.

Es decir, en el pasado se han obtenido retornos que podríamos calificar de “medios” pero con perfiles muy elevados de volatilidad que han dejado en los inversores la sensación de altos niveles de riesgo para retornos más bien “discretos”. Esta sería una conclusión conscientemente poco exhaustiva, pero creemos que suficientemente soportada como para dar una idea de *benchmark* o listón de comparación.

La pregunta que cabe hacerse a continuación es cómo comparan estas rentabilidades con los retornos obtenidos por los accionistas en los proyectos de inversión en energías renovables.

Antes de contestar esa pregunta la realidad es que no se puede ofrecer una respuesta homogénea, ya que las rentabilidades oscilan mucho en función del desarrollo particular de que se trate.

Tabla III.1. Rentabilidades de los accionistas en proyectos de energías renovables.

Proyecto	Rentabilidad esperada por el accionista	
	Rango Alto	Rango Bajo
Hidráulico	Wacc + 3%	
Eólico	12%	9%
Solar - Fotovoltaico	9%	7%
Solar - Termosolar	15%	10%
Biomasa	11%	7%
Biocombustibles	40%(**)	Negativos
Geotérmica	(*)	
Mareomotriz	(*)	

(*) Desarrollos técnicos no suficientemente maduros como para evaluar su rentabilidad a escala industrial.

(**) Este dato se cita como el máximo de rentabilidad obtenido en los planes de negocio de los biocombustibles, apuntando los entrevistados la enorme volatilidad de los retornos de estos proyectos de inversión por la enorme dependencia del precio de mercado de las materias primas consumidas y el precio de venta del producto final.

Fuente: Rentabilidades obtenidas de planes de negocio y entrevistas con varias compañías promotoras de proyectos en el campo de las energías renovables⁷⁴: ACS, Abengoa, Iberdrola, Endesa, Sener, Gas Natural-Unión Fenosa, Renovalia, y FCC.

⁷⁴ Para la fijación de estos rangos de rentabilidades, hemos mantenido entrevistas con muchos de los promotores, entidades financieras, reguladores, etc. que participan activamente en el mercado de las energías renovables a nivel nacional e internacional. En este sentido es obligado dar las gracias a Guillermo Hombravella Magdalena (Santander - Structured Finance), Antonio García Méndez (Santander - Executive Director - Global Head of Energy), Gonzalo Ruiz de Angulo Gómez (BBVA - Project Finance), Miguel Ángel Fernández Abad (BBVA - Project Finance Energía EU/AM - Director), Ignacio Mosquera Vázquez (B. Popular - Financiación de Proyectos - Manager), Elena García Catalina (B. Popular - Financiación de Proyectos - Directora), Alvaro Bergasa Guerra (Banesto - Director Mercado de Capitales Financiaciones Estructuradas), Guillermo Jiménez Gallego (ICO - Instituto de Crédito Oficial - Jefe del

Por consiguiente, resumiendo los párrafos anteriores uno podría llegar a concluir que una de las principales razones por las que los inversores se encuentran inequívocamente atraídos hacia este tipo de inversiones reside en su promesa de rentabilidad futura, inicialmente y sin hacer mención alguna a su perfil de riesgo, significativamente más alta en los proyectos de energías renovables que en otros vehículos tradicionales de inversión como la renta variable, la renta fija o la deuda pública.

Pero el atractivo no queda reducido a ese aspecto concreto. Si en lugar de analizar las inversiones de forma individualizada lo hacemos de forma conjunta, es decir, en el contexto de una cartera de inversiones, las renovables presentan ventajas adicionales.

Si el enfoque se apoya en que los inversores, en busca de una promesa futura de mayor retorno para su dinero en términos de rentabilidad-riesgo, invierten en varios activos y por tanto, acaban construyendo un portafolio de inversiones, las inversiones en proyectos de energías renovables aportan mayores beneficios en términos de diversificación de las carteras de inversión al no ser activos altamente correlacionados con los mercados financieros.

Técnicamente, si asumimos el caso más simple de cartera, compuesta sólo por dos activos (A y B), y sólo a efectos ilustrativos, la rentabilidad de la cartera quedaría definida como:

$$ER_p = X_A * EA + X_B * EB$$

Y el riesgo de portafolio de inversiones compuesto por dos tipos de activos sería entonces:

Área de Financiación de Proyectos), Carlos Da Silva Costa (BANCO EUROPEO DE INVERSIONES – Vicepresidente), Cristóbal González Wiedmaier (ACS-COBRA - Director Financiero), Enrique Iranzo Martín (Abengoa - Solar), Enrique Sendagorta Gomendio (Torresol Energy Investments – CEO), Jorge Sendagorta Gomendio (Sener – CEO), Jaime Galobart (Renovalia Energy), José Antonio Valle Fernández (Montealto – CEO), Pablo Collado Alonso (Iberdrola Renovables – Inversiones), Concepción Cánovas del Castillo (Endesa - Desarrollo de Negocio), Sylvain Cortés (FCC - Director Dpto. Tratamiento de Residuos Medio Ambiente), Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Secretaría de Estado de Energía, Comisión Nacional de la Energía, Javier González Cantarell (MERAK PROJECT - Energías Renovables – CEO), Alberto Núñez (Gas Natural – Unión Fenosa – Ex Director de Estrategia), Iñigo Velázquez Prado (CajaMadrid - Financiación de Proyectos), Jesús Antonio Losa Fernández (La Caixa - Director Área Energía Oil & Gas), Jesús González Torrijos (BBVA EEUU - Head of Structured Finance Americas) y M.ª Belén Álvarez Limones (Red Eléctrica - Dpto. Desarrollo).

$$\sigma^2(R_p) = X^2A \cdot \sigma^2A + X^2B \cdot \sigma^2B + 2 \cdot XA \cdot XB \cdot \sigma_{A,B}$$

Donde:

ERp: Rentabilidad esperada para la cartera

XA: Peso del activo A en la cartera

XB: Peso del activo B en la cartera

EA: Rentabilidad esperada para el activo A

EB: Rentabilidad esperada para el activo B

$\sigma^2(R_p)$: Varianza de la cartera

σ^2A : Varianza del activo A

σ^2B : Varianza del activo B

$\sigma_{A,B}$: Covarianza de los activos A y B

En este caso, la gran aportación del activo de inversión en proyectos de energías renovables vendría por el tercer sumando, el que hace referencia a la covarianza entre los dos tipos de activo, ya que la muy baja correlación entre la rentabilidad de las inversiones en renovables y las rentabilidades de los activos de los mercados financieros hacen que la covarianza, es decir, el tercer sumando pueda ser muy reducida o incluso negativa, y por tanto, el riesgo de la cartera pueda ser inferior a la suma individual de los riesgos de los activos. Esa es exactamente la definición de diversificación en el mundo de la gestión de carteras.

No es objeto de esta tesis desarrollar el papel y la contribución de las inversiones alternativas a la gestión de carteras. Baste aquí señalar que sí es evidente que la atracción hacia las inversiones en energías renovables no se encuentra sólo por su elevado retorno absoluto, sino por la contribución adicional de dicha inversión en el contexto de la gestión de una cartera.

Esta sería una buena explicación a por qué se ha producido un interés absolutamente desmesurado del “dinero financiero”⁷⁵ hacia las inversiones alternativas fuera de los mercados financieros en general, y en particular, hacia las inversiones en el campo de la generación de energía acogida al régimen especial.

⁷⁵ Por “dinero financiero” nos referimos a aquellos inversores que tradicionalmente nunca habían invertido directamente en activos de generación, sino que su escenario de inversión estaba compuesto mayoritariamente por activos de los mercados financieros. Lo ocurrido con la energía fotovoltaica es un buen ejemplo, ya que el mayor distribuidor de “huertos solares” de todo el mundo es, como botón de muestra, el Banco Santander.

3.2.1.1 Mecanismos de garantía de la rentabilidad de las inversiones en proyectos de energías renovables.

El modelo tradicional para la generación, transporte y distribución de electricidad ha sido el de un modelo regulado, bien público o privado. Sin embargo, en los últimos años muchos países han llevado a cabo un proceso de reestructuración y liberalización del sector, que ha permitido la entrada de los denominados productores independientes de electricidad (aunque en el mercado se les conoce más por las siglas inglesas IPPs⁷⁶) .

En muchos países, las tarifas son fijadas por una autoridad reguladora, que utiliza para su cálculo diversos factores (estructuras de capital, costes de los recursos, inversión necesaria, costes de operación, fiabilidad del sistema). En base a dichos costes, se fija una tarifa que implícitamente reconoce un determinado margen para el promotor de la inversión (generalmente, en mercados regulados ese margen que se quiere asignar al IPP suele estar en el rango de una TIR del 5% al 7%).

En los países en vías de desarrollo, las compañías eléctricas nacionales o regionales son operadas típicamente por el gobierno y las tarifas se fijan "política" o "socialmente", lo que suele redundar en pérdidas crónicas para el sistema. Estas compañías eléctricas normalmente son reacias a la inversión en energías renovables, y por esa razón, las energías renovables suelen ser percibidas casi como un "gasto suntuario" por parte de los países en vías de desarrollo, poco menos de un "lujo de ricos".

Por consiguiente, para promover la inversión en energías renovables es necesario dotar al sistema de una serie de instrumentos de apoyo y soporte adecuados que proporcionen un marco estable y seguro. En este sentido, los atributos que más valoran los inversores son la seguridad jurídica, la garantía económica y la estabilidad regulatoria.

Las ventajas que presentan las fuentes de energía renovables para el medio ambiente justifican la concesión de este tipo de condiciones en aras de alcanzar lo que en la introducción de esta tesis citábamos como "desarrollo sostenible".

Uno de los principales retos reside, por tanto, en la determinación de un mecanismo estable y predecible de fijación de precios a medio y largo

⁷⁶ IPP: *Independent Power Producers* (denominados también SPP- *Small Power Producers* para proyectos a pequeña escala): sociedad independiente constituida para construir y operar una planta de generación de energía eléctrica

plazo, que permita reducir el mayor riesgo asociado al coste de capital. Hay que tener en cuenta que cualquier tipo de medida que suponga garantías “cortoplacistas” o seguridades inmediatas resulta totalmente infructuosa a la hora de atraer inversiones a este campo, precisamente porque para rentabilizarlas es necesario acudir a escenarios temporales muy prolongados en el tiempo.

A nivel mundial no existe una única metodología para la fijación de precios e incentivos, sino que existen diferentes formulaciones, asociadas a cada mercado, a cada sistema financiero y entorno regulatorio, entre las que destacan, por su efectividad, los sistemas de:

- Sistema de fijación de tarifas reguladas y garantizadas por el Estado (sistema de *feed-in tariff*)
- Sistemas apoyados en contratos de compraventa directa de la electricidad generada entre el productor y la compañía eléctrica (PPAs) con algunos mecanismos adicionales de rentabilidad extraordinaria como los créditos fiscales basados en la inversión o producción, y todo ello reforzado con una obligatoriedad de generación a nivel sistema de unos porcentajes mínimos de renovables (sirva como botón de muestra los *Renewable Portfolio Standards* de EEUU)
- Sistemas apoyados exclusivamente por contratos de compraventa directa de la electricidad generada entre el productor y la compañía eléctrica (PPAs).

Estos tres sistemas son los mecanismos más extendidos en el mundo para la remuneración de la actividad de generación eléctrica renovable, y pueden concretarse en distintos mecanismos que detallamos a continuación. Algunos de esos mecanismos son de corte puramente económico, y otros son menos importantes cuantitativamente hablando, pero muy relevantes desde el punto de vista cualitativo, si por ejemplo, establecen una cierta obligación, un régimen de penalizaciones muy severo en caso de incumplimiento, etc. En las siguientes líneas detallaremos las formas en las que se han concretado los tres sistemas de remuneración más extendidos.

3.2.1.2 Mecanismos de fomento

- Regulaciones que obligan a un mínimo de generación renovable a nivel sistema eléctrico. Este es un mecanismo desarrollado en EEUU a través de los “Portafolio Estándar de Energías Renovables”

(*Renewable Portfolio Standards*). A través de este mecanismo las compañías eléctricas se comprometen (por mandato estatal o federal) a generar un porcentaje mínimo de electricidad con energías renovables, repartiendo el coste entre todos los consumidores de electricidad (incrementando el coste de la tarifa eléctrica). De esta manera se genera demanda para la electricidad renovable, descansando la iniciativa de la construcción de los activos de generación de energías renovables en manos de suministradores externos.

- Fijación de límites o “techos” en las emisiones de CO₂ del sector eléctrico. Se trata de establecer límites de emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero en la generación eléctrica, que pueden ser comercializados o acumulados para su uso posterior (instauración del comercio de carbono en el sector eléctrico). Entre sus ventajas destaca el hecho de que permite incorporar la protección ambiental en los planes de inversión futuros.
- Privilegios en los procedimientos de interconexión con el sistema de transporte. Para promover el desarrollo de energías renovables, y teniendo en cuenta las características particulares de estas tecnologías, se pueden utilizar mecanismos por los que los generadores de energía eléctrica con generación renovable tienen mayores garantías o garantías totales de acceso a la red.

3.2.1.3 Mecanismos para la financiación inicial de los proyectos

- Creación de Fondos de Inversión especializados en Energías Renovables de naturaleza pública. Se trata de crear vehículos de inversión con el fin de proveer incentivos financieros a los desarrolladores o monetizar activos financieros de terceros con el fin de asegurar un porcentaje mínimo de desarrollo de proyectos de energías renovables. Normalmente, es una entidad gestora la que maneja los fondos y toma decisiones con base no sólo en criterios económicos, sino también empleando criterios estratégicos, políticos o sociales.
- Implantación de un sistema de incentivos directos a la inversión. Son estímulos económicos ligados al desarrollo de proyectos de energías renovables y otorgados en base al montante de la inversión que permiten proveer de recursos económicos durante la fase inicial del proyecto (adquisición de equipo e infraestructura). Este es el caso por ejemplo de los créditos fiscales

vinculados a la inversión (los *investment tax credits* del mercado norteamericano).

3.2.1.4 Mecanismos para mejorar la rentabilidad e incrementar la atracción hacia los proyectos

- Primas económicas a la energía renovable. Para incrementar la viabilidad económica de los proyectos y mejorar la competitividad del precio del kWh renovable, el despachador de energía puede otorgar un estímulo económico al productor, gracias al establecimiento de una prima económica por cada kWh producido con energía renovable por proyecto, durante períodos definidos de tiempo en función de la tecnología y recurso de energía primaria disponible⁷⁷.
- “Tarifas o precios Verdes”. Se basa en el pago de un sobreprecio por la electricidad producida con energías renovables (la compañía eléctrica ofrece electricidad renovable a un mayor precio). Entre sus beneficios destacan:
 - Muestra la preocupación del sector eléctrico por el medio ambiente
 - Se otorga al consumidor la capacidad de elegir
 - Se ofrece a la sociedad una imagen de desarrollo sostenible, muy alineada con los valores presentes del consumidor medio
- Certificados comerciables de energía renovable. Representan los atributos de energía renovable de la electricidad, excepto la propia energía. Los certificados pueden ser objeto de compraventa junto con la electricidad o de manera separada. Se trata de conceder un activo adicional (un derecho) al generador de electricidad por métodos renovables, de forma que la monetización de dicho derecho sea un incentivo adicional para el fomento de las energías renovables.

⁷⁷ Un mecanismo político específico europeo que ha permitido lograr objetivos de suministro de energía renovable es el sistema de tarifa (feed-in tariff) que asigna específicamente una tarifa fija o prima a ciertas tecnologías renovables. Estas tarifas o primas reflejan la diferencia de costes relativa de la tecnología renovable específica comparada con el precio ofertado por el mercado liberalizado para la electricidad en grandes volúmenes. Las compañías eléctricas deben comprar toda la electricidad renovable producida a la tarifa establecida por la ley. La diferencia de coste entre la electricidad renovable y el precio de mercado de la electricidad de combustibles fósiles o la nuclear es pagada por el consumidor.

- Sistemas o mecanismos de desarrollo limpio. Es un mecanismo en el que pueden participar entidades públicas o privadas y que permite reducciones certificadas de emisiones (CERs por sus siglas en inglés) al ser generadas en países en desarrollo y vendidas a países con compromisos cuantitativos de reducción de emisiones en el marco del Protocolo de Kyoto (se genera un mercado de carbono).
- Bonificaciones o Incentivos directos a la producción. Se otorga un estímulo económico en base a la operación, por el que se proporcionan ingresos en efectivo directamente por kWh a las empresas productoras de energías renovables. Este mecanismo, si bien reconoce e incentiva el buen funcionamiento de los proyectos, requiere de un aparato administrativo y de seguimiento.
- Bonificaciones de impuestos para la propiedad. Consiste en la reducción de la carga fiscal asociada a la propiedad, por la que la agencia tributaria correspondiente cobra un porcentaje menor de impuestos sobre aquellos equipos, terrenos, etc., destinados al desarrollo de proyectos de energías renovables. De esta manera, se mejora la competitividad de los proyectos de energías renovables frente a la generación convencional que debería hacer frente a una factura fiscal mayor.
- Permisos para adoptar planes de amortizaciones aceleradas. Se basa en permitir al promotor de este tipo de instalaciones acometer un plan de amortización anticipada. Esto supone poder cargar los primeros años del proyecto con mucho gasto contable (más amortización) lo que se traduce en un menor beneficio y por tanto un menor pago de impuestos. Es una opción muy valorada por los inversores, puesto que permite obtener beneficios fiscales en una fase más temprana de la vida del proyecto y por tanto, alejar la salida de caja en términos temporales.

3.2.2 Peculiaridades financieras desde la óptica de la financiación de los proyectos de energías renovables.

El punto de partida de esta sección debe ser obligatoriamente señalar cómo de importante es el endeudamiento para el sector de las energías renovables. Esta es una industria que se caracteriza por estar fuertemente apalancada, especialmente en los primeros años de vida de los proyectos en los que los endeudamientos iniciales suelen moverse sin dificultad alguna en los rangos de los 70% al 80%.

Esto explica por sí solo la enorme importancia que juega el sistema financiero de un país como parte de la respuesta a por qué las renovables triunfan en unos países y no acaban de despegar en otros. Claramente una respuesta parcial sería la madurez del sistema financiero nacional.

Se puede decir que típicamente en renovables, de cada diez euros de inversión inicial, la entidad financiera contribuye con entre siete y ocho euros típicamente. De aquí que un mercado de deuda floreciente y sin restricciones de liquidez sea un factor diferencial de la expansión del sector. Tan es así que el informe del *World Energy Outlook 2008*⁷⁸ cita la crisis de los mercados de deuda como la mayor amenaza a corto y medio plazo para las inversiones energéticas, tanto convencionales como de régimen especial. El razonamiento es evidente: si de cada diez euros, ocho los pone el sistema financiero, si éste pierde su apetito, al ser estas inversiones extraordinariamente intensivas en capital en su etapa inicial, el proyecto simplemente no sale adelante, ya que hay muy pocos inversores con los “bolsillos” lo suficientemente profundos como para poder financiar el proyecto íntegramente con dinero de accionistas.

Por tanto, queda señalada la enorme importancia que tiene el recurso deuda a la hora de analizar las inversiones en el campo de la energía en general, y en el de las renovables más particularmente, ya que es en este campo en el que los apalancamientos alcanzan los valores más extremos.

En los párrafos siguientes iremos analizando las distintas alternativas de financiación que a cualquier promotor de inversiones podría ocurrírsele

⁷⁸ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. “World energy outlook 2008”. Francia. Año 2008. OECD/IEA, 2008. La edición del *World Energy Outlook 2008* (WEO) recoge especialmente el impacto y las implicaciones de la crisis global de crédito, la ralentización económica y el reciente incremento del precio del petróleo en el mundo de la energía. En la edición publicada para 2008 se han escogido tres temas para realizar un análisis exhaustivo:

- Financiación de las inversiones energéticas en un entorno post-2012
- Perspectivas para un mercado global del gas natural.
- Tendencias energéticas en el sudeste asiático.

Cada año el informe WEO proporciona una perspectiva cuantitativa de la oferta y demanda energética a medio (2010-2015) y largo plazo (2015-2030). Sin duda, ante el escenario tan dramático que los mercados financieros dibujaron en 2008 y el primer semestre de 2009, el informe WEO ha considerado que dada la importancia de la financiación para el fomento de las inversiones en energía, era necesario realizar en la edición de 2008 un análisis detallado de las implicaciones del cambiante mercado de deuda bajo el escenario de crisis vivido.

como “potenciales” formas de financiación, argumentando cuales son válidas y cuales son alternativas a día de hoy inviables.

3.2.2.1 Financiación contra activos (*Asset Finance*)

Por la financiación contra activos se entiende la formalización de una facilidad crediticia (bien sea préstamo o línea de crédito) específicamente diseñada para adquirir una planta, un equipo, o cualquier otro tipo de activo.

La entidad financiera lo que exige en ese caso es que ese activo sea la propia garantía de la financiación. Esto en realidad supone una enorme limitación, ya que cuanto más específicos sean los activos, menor será su liquidez en mercado y por consiguiente, la entidad financiera reaccionará o bien solicitando garantías adicionales por parte del promotor o bien ofreciendo un nivel de deuda muy inferior al valor del activo a construir o adquirir. Es decir, salvo que el promotor ponga garantías más allá del propio activo, lo que ocurrirá es que el endeudamiento efectivo de la transacción sería típicamente muy reducido.

Este tipo de financiación se emplea generalmente a largo plazo. Las garantías adicionales que suelen solicitarse a los promotores pueden ser hipotecarias o incluso personales en función de la garantía aportada en la financiación específica del activo.

Esta suele ser la forma de financiación más empleada en las empresas a la hora de adquirir un activo inmobiliario, ya que el valor del bien es lo suficientemente alto y su liquidez lo suficientemente elevada como para que el financiador no exija garantías adicionales a los promotores. Sin embargo, en el campo de las energías renovables, la financiación contra activo es sólo una alternativa “teórica”, ya que ningún promotor lo considera como una alternativa factible.

Las razones son obvias: los activos financiados no son tan “líquidos”, ni tienen una salida fácil e inmediata al mercado en caso de que se ejecuten las garantías, ni el promotor suele estar dispuesto a aportar garantías adicionales más allá del propio proyecto (por no mencionar el aporte de garantías personales en inversiones de cientos de millones de euros como ocurre con muchos proyectos de energías renovables). A esto hay que añadir que el apalancamiento conseguido por esta vía sería muy bajo (en el rango del 30% al 50%), y por tanto, se traduciría en una pérdida considerable de puntos porcentuales de rentabilidad para los accionistas.

3.2.2.2 Financiación corporativa (*Corporate Financing*)

La financiación corporativa (*corporate financing*) hace referencia a la solicitud de deuda ofreciendo como garantía los estados financieros de la compañía como mejor expresión de la solvencia financiera. Es decir, no se ofrece un activo en concreto a la entidad financiera como garantía, sino que se otorga como garantía el conjunto de la empresa, sin individualizar y sin establecer relaciones unidireccionales entre un euro de financiación y un euro de inversión.

Este tipo de financiación se caracteriza por el hecho de que se responde de su devolución en base al valor que los prestamistas otorgan a la empresa, por lo que el patrimonio total se encuentra comprometido. Por esa razón se suele hablar en el caso de la deuda corporativa de "recurso completo", ya que es la totalidad de la empresa la que acaba respondiendo ante un posible impago de la deuda.

La mayor parte de los promotores no se decantan tampoco por esta alternativa de financiación. La razón se encuentra en el hecho de que hay que tener unos estados financieros muy sólidos y un tamaño de empresa muy grande como para acudir a las entidades financieras a solicitar un porcentaje muy alto de los recursos que suele necesitar un proyecto de energías renovables, a sabiendas de lo enormemente intensivos en capital que son estos proyectos.

El volumen de deuda pedido es muy elevado y al ser deuda corporativa, el endeudamiento resultante de la empresa es también muy alto por ello, y esto es algo que a muchos grupos empresariales no les interesa. Por esta razón, se suelen buscar alternativas de financiación más allá del propio balance corporativo.

Adicionalmente, desde el punto de vista de la gestión de riesgos, tampoco es la financiación corporativa tan atractiva, ya que supone ofrecer como garantía para la financiación de un proyecto todo el portafolio de activos restantes de la empresa. Dicho de otro modo, se pone en riesgo toda la empresa si algo sale de forma diferente a lo esperado.

Al margen de estas dos enormes limitaciones, hay una tercera no menos importante: la deuda corporativa no se otorga a plazos tan largos (veinte años), ni con los niveles de apalancamiento tan elevados (la deuda corporativa suele alcanzar ratios de deuda menores), ya que con la deuda levantada a nivel corporativo, se deben alimentar todos los proyectos del portafolio de inversiones futuras de la compañía.

En el momento actual, una vez que en los mercados crediticios se tiene la sensación de haber “tocado fondo”, el inversor está prestando mucho interés a las emisiones de deuda corporativa como demuestra el hecho de la sobre-suscripción de la mayor parte de las emisiones de renta fija de empresas con buenos niveles de *rating* crediticios.

El volumen de deuda corporativa que han digerido los mercados es tan llamativo como la escasez que lo precedió. Las rentabilidades a las que se ofrecen los títulos de deuda corporativa son lo suficientemente atractivas como para que los fondos de inversión, las aseguradoras y otros grandes inversores institucionales se planteen la inversión⁷⁹.

Volumen y precio son también un indicador de la angustiosa situación en la que se ha desenvuelto la financiación empresarial durante 2007, 2008 y 2009. Las dificultades de los bancos de inversión y los recortes y encarecimiento de la financiación bancaria tradicional han animado a muchas compañías a explorar directamente los mercados para alcanzar las cifras de financiación deseadas, a pesar de las elevadas comisiones que las emisiones de renta fija privada suelen llevar asociadas. Para muchas empresas, este tipo de deuda corporativa, accediendo directamente a los ahorradores, ha sido la única alternativa para abrir las compuertas de la liquidez.

El equilibrio entre papel en el mercado y el recurso bancario se ha hecho más apremiante que en el pasado para los emisores. Oferta y demanda han puesto precio a ese equilibrio alcanzando unos amplios diferenciales sobre los precios oficiales del dinero.

Es sin duda positivo que durante 2009 y 2010 el mercado haya conseguido esta actividad. Pero no deja de ser una muestra de la sed de financiación que existe ahora mismo en mercado. La incertidumbre sobre la evolución futura de los tipos de interés y la necesidad de llenar las “huchas” antes de que otra sequía dificulte las operaciones ordinarias, han apremiado a los departamentos financieros a abrir todas las opciones.

⁷⁹ Sirva como botón de muestra la reciente emisión de bonos corporativos realizada en el 4T 2009 por la empresa de ingeniería española Abengoa. Esta empresa lanzó a mediados de Noviembre de 2009 la primera emisión de deuda sin *rating*. Abengoa se estrenó de esta forma en el mercado mayorista de financiación con una emisión de deuda de 250 millones de euros. Se trataba de la primera emisión pública sin calificación que protagonizaba una empresa española. A cambio claro estaba de una alto coste, ya que el cupón ofrecido ascendió al 9,625%. Para más información se puede consultar la web del diario Expansión que se hizo eco de la noticia: <http://www.expansion.com/2009/11/19/inversion/1258654395.html>

Para muchos promotores de proyectos de energías renovables el acceso a la deuda corporativa no es una alternativa. Básicamente ésta lo es sólo para las grandes corporaciones en el campo de la energía. Basta para ello revisar los nombres de los principales emisores de bonos corporativos en 2009 en el campo de la energía: Iberdrola, Enagás, Eon, GDF o Suez.

3.2.2.3 Financiación contra proyecto (*project finance*)

La financiación contra proyecto supone que la entidad financiera se compromete a prestar unos recursos contra la garantía de los flujos de caja que a futuro generará el proyecto. Es decir, se trata de una financiación sin recurso contra el accionista en su estado puro, ya que sólo se fija en los flujos de caja generados con los activos adquiridos o contruidos, sin exigir ningún tipo de garantía adicional al promotor. Es además un tipo de financiación a muy largo plazo (típicamente hasta a 20 años) y permite niveles de apalancamiento muy elevados (en muchos casos hasta el 90% del total de la inversión requerida).

El *project finance* es una herramienta o modalidad de financiación para un proyecto basada única y exclusivamente en los recursos generados por el propio proyecto, de manera que sus flujos de caja y el valor de sus activos puedan responder por sí solos como garantía de reembolso de la financiación, aún en los peores casos predecibles, técnica o económicamente, que pudieran ocurrir en el proyecto.

Si se piensa garantizar la financiación sólo con la caja el proyecto, lo primero que se debería pensar antes de aplicar esta herramienta es en la viabilidad del proyecto. Con esto se apunta al proyecto como generador de fondos más que suficientes para repagar el servicio de la deuda contraída.

En pocas ocasiones sólo los flujos de caja de un proyecto sirven como única garantía para los financiadores, que siempre buscan la cobertura de todas las situaciones de riesgo que puedan prever. De ahí la dificultad del *project finance* químicamente puro, pues además del flujo de caja siempre habrá alguna garantía o recurso colateral al que se deba acudir para cubrir alguno de los riesgos predecibles, aunque sea al menos temporalmente. Muy frecuentemente, el *project finance*, más que una financiación sin recurso (o con recurso de los prestamistas para cobrar sus deudas tan solo a los fondos que el proyecto genera, sin recurso al promotor ni a terceros), es una financiación con recurso limitado (o con recurso de los prestamistas para cobrar sus deudas a los fondos del proyecto, y adicionalmente a algo, un activo, o alguien, un

accionista o proveedor u operador, etc.). Muchas veces ésta es la forma en que un proyecto viable consigue financiarse. Se cubren riesgos que afectan al posible impago de las deudas contraídas buscando algún tipo de garantía colateral, distinta y adicional a los flujos de caja que el proyecto genera, por si ocurriese el peor escenario posible. Siendo puristas, en un *project finance* la financiación no debería estar garantizada por el patrimonio ni la capacidad económica de las firmas que lo promueven, tan solo por el dinero que produzca el proyecto.

Muchas corporaciones piensan adicionalmente en el *project finance* como una herramienta de gestión del riesgo más que como una fuente adicional de financiación. No existe financiador que le dedique más tiempo al estudio de una operación que para ofrecer los fondos a un *project finance*. Es sin lugar a dudas una de las actividades de financiación más complejas, más caras y que más necesidades temporales tiene.

El *project finance*, como herramienta de gestión del riesgo, es un sistema para financiar proyectos basados en la identificación de los riesgos que soporta un proyecto, de forma que cada riesgo deberá ser soportado por quien puede y debe soportarlo. Los flujos de caja del proyecto soportarían el riesgo financiero principal que es la devolución de los fondos prestados y su remuneración. Otros riesgos comunes a los proyectos son las catástrofes y el llamado riesgo país (el riesgo por el que causas políticas causan el impago de la deuda, o impidan el pago en la práctica). El análisis debe demostrar que pueden ser soportados por compañías aseguradoras a cambio del pago de una prima. O el riesgo de mercado, por el que la venta del bien o servicio que produce el proyecto debe estar suficientemente asegurada respecto al proyecto, para lo que se estudia minuciosamente quienes son los clientes de sus bienes o servicios para ver si soportan el riesgo de contratos de compra a largo plazo. O el riesgo de la materia prima necesaria para que el proyecto genere el bien o servicio que vende, y que podría soportar un proveedor interesado al que se le ligue al proyecto mediante un contrato de suministro a largo plazo. La idea de ver los riesgos existentes y gestionar quién puede ocuparse de ellos es de máxima importancia para quien quiera entender qué subyace en un *project finance*.

Por tanto, queda claro que de entre las tres alternativas de financiación anteriormente analizadas, la forma de financiación por la que más masivamente se decantan los promotores es el *project finance*: por su plazo, por el elevado apalancamiento, por la mitigación de riesgos

total o parcialmente y su vinculación exclusiva a los flujos de caja del propio proyecto y por su coste razonable dado todo lo anterior.

3.2.2.4 Financiación mediante bonos de proyecto (*project bonds*)

En los momentos en los que el *project finance* no es fácil de obtener en mercado bancario por la iliquidez del mismo, surge la alternativa de los bonos de proyecto o *project bonds*. Este tipo de financiación exige flujos estables y demostrados e inexistencia de riesgo de construcción, admite unos mayores importes de deuda y permite la realización del valor del proyecto. Es necesaria una calificación crediticia de AAA para lo que, una vez obtenido el grado de inversión (BBB-) por parte de las agencias de crédito, se acude a compañías *monoline*⁸⁰ que aseguren hasta el AAA (actúan como compañías aseguradoras de la operación).

La tendencia de los mercados es la de demandar cada vez mayores calidades crediticias en las emisiones. Así, los patrocinadores habrán de diseñar aquellas herramientas que confieran a su proyecto la calidad crediticia necesaria. A esta serie de operaciones se las denomina "*credit enhancement*", y de entre ellas, se elige el aseguramiento de emisiones por su potencialidad en el caso de la financiación de proyectos energéticos.

Este tipo de instrumentos ha sido desarrollado por compañías aseguradoras especializadas denominadas "*monoline insurers*", que van a cubrir de forma global la totalidad de riesgos que el proyecto pueda encarar. El tenedor del bono tiene en sus manos una emisión que podría decirse realizada por la propia "*monoline*", pues al garantizar ésta el servicio de la deuda en caso de suspensión de pagos o "*default*", la emisión adquiere un "*rating*" igual al de la compañía aseguradora. En contraprestación a este "*upgrade*" que supone un abaratamiento de la emisión y una más fácil colocación en el mercado, los patrocinadores pagan a la "*monoline*" una prima calculada de acuerdo a un diferencial o "*spread*" que obviamente no es mayor al ahorro financiero que comporta la cobertura.

La compañía "*monoline*" en virtud del contrato suscrito con el emisor, toma siempre el riesgo comercial, y en muchas ocasiones el riesgo político. El resto de los riesgos del proyecto son asumidos, por otras compañías de seguros y, especialmente, por el promotor del proyecto,

⁸⁰ Compañías aseguradoras que, a cambio de una comisión, actúan como garantes de emisiones financieras para que, en caso de impago por parte del emisor, cumplan con el compromiso de pago del principal y de los intereses conforme al calendario pactado.

si bien es cierto que la compañía “*monoline*” efectúa un “*upgrade*” en la calificación crediticia del promotor, que normalmente dispondrá de un “*rating*” inferior al que se consigue finalmente.

La necesidad de obtención de *investment grade*, hace este tipo financiación mucho más viable para proyectos “*brownfield*” (ya existentes y generalmente en explotación) o para refinanciaciones una vez superado el periodo de construcción y puesta en operación.

Por esta última razón la mayor parte de los promotores no acuden a los bonos de proyecto, ya que la necesidad fuerte de financiación se origina para la fase de construcción y esa es una característica poco compatible con los bonos de proyecto, que son más óptimos para proyectos ya en marcha.

3.2.3 Peculiaridades financieras desde la óptica de la gestión de riesgos.

Tal y como apunta MASCAREÑAS⁸¹, el riesgo, en sí, no es más que la posibilidad de que el negocio obtenga un resultado distinto al inicialmente previsto o esperado; por ello, los encargados de gestionarlo procuran analizar todas las variables que lo conforman e influyen en él. Algunas de esas variables son exógenas y escapan al control del directivo, aunque su efecto puede ser paliado en cierta forma. Otras son de tipo endógeno y se puede ejercer un cierto control sobre ellas

El riesgo en el mundo de las inversiones financieras puede definirse como la variabilidad de los retornos de las inversiones respecto a su retorno medio. Es un elemento negativo para el inversor racional que siempre elegirá alternativas con el menor riesgo posible, siempre realizando un análisis comparativo respecto a la rentabilidad.

Es decir, en las inversiones en los mercados financieros, el riesgo es una magnitud fácilmente medible mediante la volatilidad de los retornos. Una alta volatilidad indicará que los retornos tienen una alta dispersión respecto al valor central, por lo que es posible que la inversión reporte valores de rentabilidad a veces muy elevados y en otras ocasiones, valores muy negativos. A eso hace referencia el riesgo alto en una inversión financiera.

Se apuntaba adicionalmente que se trataba de algo fácilmente medible en el caso de inversiones en mercados financieros porque

⁸¹ MASCAREÑAS, Juan. “El Riesgo en la Empresa. Tipología, Análisis y Valoración”. Ed. Pirámide. Madrid. 2004. Págs.: 191. ISBN: 84-368-1877-6.

“arrancan” con una trayectoria histórica conocida, y por tanto, extraer esos valores de riesgo o volatilidad histórica resulta relativamente sencillo y directo.

Por el contrario, en el caso de las inversiones en proyectos de energías renovables, lo que ocurre es que ese “riesgo” es diferente⁸². Y lo es por varias razones:

- La medición y cuantificación de los riesgos en los proyectos de renovables son totalmente diferentes. Esto se debe a que los riesgos son de otra naturaleza. Son un tipo de riesgos más típicamente vinculados con riesgos técnicos o regulatorios que riesgos financieros en sí mismos.
- El riesgo en los proyectos de energías renovables no suele tener valores históricos de referencia. En la mayor parte de los casos, se trata de proyectos que arrancan de cero. A eso hay que sumar la singularidad de cada proyecto, de forma que los riesgos de un proyecto termosolar A no tienen nada que ver con los riesgos de un proyecto termosolar B, ya que su financiación, sus permisos, sus contratos llave en mano, los contratos de operación y mantenimiento, las garantías puestas por los accionistas, etc., pueden ser radicalmente diferentes a pesar de que aparentemente, estaríamos delante de dos proyectos muy similares.
- Una de las mayores amenazas de las inversiones en mercados financieros es la evolución del entorno, la dependencia del cuadro macroeconómico de cada momento. Existe una interdependencia y un efecto real y tangible de la globalización de la economía en el sentido más amplio de la palabra. No se puede entender una inversión hoy día en los mercados financieros si no es en el contexto de su ciclo económico. Por el contrario, las inversiones en proyectos renovables, una vez garantizada la financiación y su tarifa, evidentemente que tienen vínculos con el exterior, pero la evolución de los proyectos y de sus rentabilidades son totalmente autónomas respecto a un ciclo económico, de un cuadro macroeconómico y de una coyuntura económica particular.

⁸² Para el caso específico de los riesgos asociados a los proyectos termosolares cuyo análisis es objeto de esta tesis, se puede consultar el estudio GLOBAL ENVIRONMENT FACILITY. “Assessment of the World bank / GEF strategy for the market development of Concentrating Solar Thermal Power”. Ed. GEF Council. New York. USA. Junio 2005. 176 páginas. Específicamente el capítulo 3 “CSP Risk analysis” en las páginas 23-33.

- Esto no quiere decir que los proyectos de energías renovables no tengan riesgos: nada más alejado de la realidad de los promotores. Pero sí quiere claramente expresar que la forma de acercarnos a los riesgos financieros no es una referencia válida para acercarse a los riesgos de los proyectos de energías renovables. Lo que vale para las inversiones financieras simplemente no es directamente exportable a este tipo de proyectos.

Sin embargo, una vez dicho lo anterior es absolutamente necesario apuntar que una de las claves del éxito de los proyectos de inversión en energías renovables reside en una correcta gestión de riesgos. Esta es sin duda una de las claves para el desarrollo de energías renovables, puesto que permite disminuir la percepción de riesgo frente a otros proyectos con energías convencionales y en general, de otros proyectos de inversión en mercados financieros. Sin embargo, muchos de los riesgos en proyectos en energías renovables no son "tradicionales" en el análisis de inversiones financieras y necesitan un análisis *ad hoc* para comprender a fondo los peligros de este tipo de inversiones.

Tipos de riesgos:

No se trata ahora de hacer un inventario de los posibles riesgos que puede afrontar un proyecto de energías renovables, sino de señalar aquellas situaciones de "peligro" en las que un proyecto pueda verse envuelto y que finalmente se traduzcan en desviaciones significativas de las rentabilidades reales respecto a las esperadas o presupuestadas.

A la hora de gestionar los riesgos asociados a un proyecto en energías renovables se pueden considerar cuatro fases muy diferenciadas:

- a) **Fase de desarrollo y promoción del proyecto.** En esta fase los promotores se encargan de asegurar los terrenos donde finalmente se ubicará el proyecto, de todos los permisos y licencias administrativas (Administración central, autonómica, licencias locales, red de transporte, punto de evacuación, autorizaciones administrativas unificadas, permisos de medioambiente, titularidad de los derechos de agua y cambios de uso, líneas de evacuación, etc.) y de mantener los primeros contactos para asegurarse la financiación de los proyectos así como el aseguramiento de algunos equipos críticos que por su escasez en mercado o por la tardanza en su fabricación, pudieran convertirse en futuros cuellos de botella para los proyectos.

b) **Fase de ingeniería y construcción.** Los principales riesgos asociados a esta fase son:

- Riesgo de retraso o abandono del constructor
- Riesgo de sobrecoste en el precio de la inversión pactado
- Riesgo del diseño tecnológico empleado en la construcción
- Riesgo de infraestructuras, terrenos y transportes no suficientes

La cobertura natural del riesgo en esta fase reside en los estudios y análisis de viabilidad, financieros, medioambientales y técnicos realizados internamente y por asesores independientes mediante procedimientos de *due diligence*. La seriedad y solvencia de la empresa elegida para realizar la construcción podrá contemplarse como garantía adicional, pero económicamente sólo sus retrasos en los plazos o las penalizaciones por calidades equivocadas al construir podrán tener un contenido económico que garantice parcialmente la pérdida de resultados ocasionada. Dependiendo del tipo de proyecto, esta fase puede durar varios años (por ejemplo, plantas termosolares) o sólo unos pocos meses (por ejemplo, en el caso de los parques eólicos).

c) **Fase de puesta en marcha y pruebas de funcionamiento.** La puesta en marcha de las operaciones suele durar sólo unos meses, pero es crítica, puesto que debe demostrar que el proyecto puede alcanzar sus objetivos previstos y obtener el rendimiento y caja deseados. Es una fase absolutamente clave ya que es el primer punto temporal en el que se debe demostrar que el activo construido genera como mínimo el flujo de caja que se estableció en el caso financiero base. Generalmente, a estas pruebas de rendimiento y funcionamiento suele acompañarle un hito muy importante que es el levantamiento de las garantías de los socios frente a las entidades financiadoras del proyecto.

d) **Fase de operación continuada.** Los principales riesgos asociados a esta fase son:

- Riesgo de obtención de una producción por debajo de la prevista por una mala operación
- Riesgo de operaciones por encima del coste y obsolescencia técnica
- Riesgo del transporte en el coste de los productos
- Riesgo de gestión del proyecto

Estos riesgos son muy relevantes, ya que una vez hecha la inversión en la construcción del proyecto, lo que hay que garantizar es que a éste se le extraiga todo el rendimiento posible. La cobertura de estos riesgos reside por tanto en garantizar un mínimo de producción sin por ello incurrir en unos elevados costes de explotación. Aquí al igual que en otras fases anteriores, se suele acudir a la contratación de pólizas de seguros para resarcirse del lucro cesante si ese fuera el caso.

Adicionalmente a los anteriores, también existen riesgos de mercado relacionados con la compra de la materia prima o la venta del producto final:

- Riesgo de suministro de bienes y servicios al proyecto
- Riesgo de disponibilidad del recurso energético
- Riesgo de baja demanda del producto o servicio que produce el proyecto
- Riesgo de caída de precio del producto producido

La cobertura de estos riesgos se realiza a través de contratos con suministradores y clientes de los bienes y servicios a largo plazo.

Por otra parte, también existen riesgos vinculados no tanto con la naturaleza del proyecto, sino con la ubicación y coordenadas del mismo. Un ejemplo claro de ello son los riesgos políticos que están presentes sobre todo una vez el proyecto entre en operación y genere riqueza suficiente como para que los gobiernos de algunos países estén tentados de controlarlos. Generalmente son los organismos multilaterales o las agencias de crédito a la exportación las que dan cobertura a tales actuaciones.

Es importante también identificar los *riesgos legales, medioambientales y los financieros* del proyecto. Estos últimos abarcan desde los propios accionistas y la solvencia que mantengan hasta la política monetaria y soberana de los Estados donde se financia el proyecto, los movimientos de tipos de interés y de tipo de cambio que el mercado dicte en base a las expectativas de cada país.

De la misma forma en la que en los párrafos anteriores hemos diferenciado el riesgo de una inversión financiera respecto al riesgo de una inversión en energías renovables, es necesario señalar de igual modo la existencia de factores diferenciales adicionales de los proyectos de inversión en generación de energías renovable en su comparación contra otras alternativas de inversión.

- a) **Grado de madurez.** En muchos de los casos de renovables, son proyectos innovadores, que se encuentran en plena curva de aprendizaje, por lo que no existe información suficiente a la hora de evaluar la viabilidad de los mismos (mayor riesgo asociado y, en consecuencia, mayores costes de transacción).
- b) **Estructura financiera y escala.** Los proyectos de renovables suelen ser proyectos con mayores costes de capital y menores costes de operación, por lo que las necesidades de financiación externas son mayores, aumentando la exposición al riesgo. En aquellos casos en los que existe un alto grado de apalancamiento y falta de información sobre la solidez y experiencia de constructores, suministradores y operadores, los financiadores son reacios a la financiación *project finance* sin recurso y pueden imponer costes adicionales.
- c) **Recurso energético gratuito e ilimitado.** A pesar de su bajo coste, la disponibilidad del recurso básico (viento, agua, sol,...) puede ser objeto de análisis objetivos que demuestren su disponibilidad de forma continuada y prolongada en el tiempo (por ejemplo de horas de viento en un emplazamiento específico, irradiaciones medias anuales, movimientos mareomotrices, etc.).
- d) **Modelo de fijación de precios de mercado.** La mayor parte de la inversión en energías renovables no es actualmente viable desde un punto de vista comercial si se utiliza un modelo convencional de fijación de precios de mercado. Esto es debido a que los costes de emisión de carbón y otros aspectos medioambientales no se reflejan correctamente en los precios de mercado.

Es necesario que el sector privado tenga la confianza e incentivos necesarios para invertir en el sector de las energías renovables. Para ello, es preciso que los gobiernos introduzcan objetivos y compromisos de desarrollo sostenible a largo plazo, al mismo tiempo que se desarrollen marcos legales y regulatorios estables.

A este respecto, la mayor parte de los países europeos –entre los que se encuentra España a la cabeza-, ha optado por un sistema de tarifas (*feed-in tariff*) a través del cual, si el proyecto cumple unos determinados requisitos, tiene garantizado –en virtud de un Real Decreto en el caso español- que toda su producción de energía renovable va a ser comprada por el

sistema eléctrico –durante 20 o 25 años- y no es que tenga sólo la garantía de venta de todo lo producido en ese periodo, sino que además se le da a conocer o bien el precio fijo (tarifa fija) o la fórmula fija de fijación del precio (precio del pool eléctrico más la prima y más el correspondiente incentivo si fuera el caso).

Este tipo de sistema hace mucho más atractiva la inversión hacia proyectos de energías renovables, porque independientemente de su perfil de rentabilidad y de riesgo, estas regulaciones otorgan a los inversores unas garantías a prueba de ciclos económicos. Por esa razón una de las principales tareas de los Gobiernos es generar confianza en el sistema de tarifas mediante la estabilidad regulatoria.

3.3 Peculiaridades específicas de los proyectos termosolares

3.3.1 Los proyectos termosolares encajan a los inversores y son parte del compromiso político de Europa para cumplir sus objetivos de creación de un mercado energético único, solidario y autoabastecido.

En el contexto de Europa, el mercado energético común ha sido ya desde el nacimiento de la Unión Europea uno de los temas más preocupantes para los políticos y ciudadanos comunitarios. Tan es así, que en el documento de “*Mercado interior de la energía: medidas coordinadas en materia de seguridad del abastecimiento energético*”⁸³, el primer párrafo del documento comienza con las siguientes líneas:

“De acuerdo con el artículo 14 del Tratado CE, el mercado interior consiste en un espacio sin fronteras interiores en el cual se garantiza la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capitales. Para contribuir a este objetivo esencial del Tratado de Roma, la Comunidad Europea debe establecer, entre otras cosas, las condiciones necesarias para la realización de un mercado interior de la energía. Éstas permitirán crear un mercado cada vez más abierto con el fin de aumentar la competitividad del sector energético. Otra premisa necesaria para este mercado interior es la necesidad de una solidaridad entre los Estados

⁸³ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. “Mercado interior de la energía: medidas coordinadas en materia de seguridad del abastecimiento energético”. Bruselas. Año 2002. Ref. documento UE: COM (2002) 488 final.

miembros de la Unión Europea, que ha de manifestarse más concretamente en los sectores esenciales para el suministro energético que son el gas, el petróleo y la electricidad".

Es decir, preocupa de un lado la creación de un mercado europeo interior y de otro, un principio de "solidaridad" que debe regir en las relaciones energéticas de todos los países de la Unión Europea.

Esta visión se complementa con una tercera preocupación que cada vez cobra más protagonismo: el autoabastecimiento⁸⁴.

Se expresa este tercer pilar de actuación con total y absoluta claridad en el documento de la Comisión Europea *"La cuota de las energías renovables en la UE"*⁸⁵:

"Tal como se recoge en el Libro Verde sobre la seguridad del abastecimiento energético (2000), en materia de política energética la principal prioridad de la Unión Europea es hacer frente a su creciente dependencia de las importaciones de energía procedente de unas pocas zonas del planeta y abordar el problema del cambio climático. De cara a los próximos veinte o treinta años, el Libro Verde llama la atención sobre la debilidad estructural y la fragilidad geopolítica, social y medioambiental del abastecimiento energético de la UE, en particular

⁸⁴ La política energética de la mayoría de los países se basa en disponer de varias fuentes de energía para evitar la dependencia de un único suministro. La energía renovable tiene el inconveniente de estar sujeta a las condiciones climáticas cambiantes o de fluctuaciones impredecibles de costes. En el Libro Verde de la COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS, titulado "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético", 29 de noviembre de 2000. COM. (2000), págs. 54-60, se indica que la Unión Europea debería intentar solucionar el problema de la dependencia energética con una estrategia de seguridad del abastecimiento energético destinada a reducir los riesgos de esta dependencia externa. La dependencia energética externa de la Unión Europea registra un aumento constante. La Unión cubre sus necesidades energéticas en un 50% con productos importados y, si no se hace nada, de aquí a 20 ó 30 años ese porcentaje será del 70%. Esa dependencia externa acarrea riesgos económicos, sociales, ecológicos y físicos para la Unión Europea. Las importaciones energéticas representan el 6% de las importaciones totales y, desde el punto de vista geopolítico, el 45% de las importaciones de petróleo proceden de Oriente Medio y el 40% de las importaciones de gas natural de Rusia.

⁸⁵ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo. Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3 de la Directiva 2001/77/CE. Evaluación de la incidencia de los instrumentos legislativos y otras políticas comunitarias en el desarrollo de la contribución de las fuentes de energía renovable en la UE y propuesta de medidas concretas. "La cuota de las energías renovables en la UE". Bruselas. Año: 2004. Ref. documento UE: COM (2004) 366 final.

en lo que respecta a los compromisos adoptados por Europa en el Protocolo de Kyoto.

La promoción de la energía generada a partir de fuentes de energía renovables tiene un papel fundamental que desempeñar en ambos cometidos."

La energía es considerada hoy un suministro absolutamente clave, un "servicio público" que muy pocos se esfuerzan en cuestionar. La energía es necesariamente hoy un servicio de "interés general" y por tanto, es absolutamente clave garantizar su universalidad. En efecto, el transporte y la distribución de energía eléctrica al igual que ocurre en el caso de los combustibles gaseosos, forman parte de lo que la doctrina ha denominado "servicios esenciales económicos en red" o "servicios de interés económico general en red", caracterizados por la prestación a través de una infraestructura de red⁸⁶.

En este contexto de intereses políticos, económicos, estratégicos y sociales, el cambio climático y el aumento de la dependencia del petróleo y demás combustibles fósiles, así como el crecimiento de las importaciones y el incremento del coste de la energía son problemas muy serios que hay que afrontar a distintos niveles. Estos problemas reclaman una respuesta completa y ambiciosa.

En el complejo panorama de la política energética, el sector de las energías renovables es el único que destaca en cuanto a su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación, de explotar fuentes de energía locales y descentralizadas, y de fomentar unas industrias de tecnología avanzada y nivel mundial.

Son muchos los foros de opinión en los que se suelen oponer las energías renovables a otros activos de generación eléctrica como la alternativa

⁸⁶ En este sentido, vid. J.L. MARTÍNEZ LÓPEZ-MUÑIZ, "En torno a la nueva regulación de los servicios esenciales económicos en red (a propósito de la nueva Ley General de Telecomunicaciones y su sistema conceptual)", en *El Derecho Administrativo en el Umbral del siglo XXI, Homenaje al Profesor Ramón Martín Mateo*, tomo III, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2000; y R. CABALLERO SÁNCHEZ, "Infraestructuras en red y liberalización de servicios públicos", INAP, Madrid, 2003. Así lo ha reconocido también la Comunidad Europea en su Libro Verde sobre los servicios de interés general [COM (2003) 270 final], al clasificar esos servicios en tres categorías: servicios de interés económico general prestados por grandes industrias en redes, que serían diferenciables de otros servicios de interés económico general y del grupo de servicios de naturaleza no económica o servicios sin efecto en el mercado.

nuclear⁸⁷, lo cual es una ficción sólo "periodística", ya que tanto técnica, como económicamente, el futuro energético de Europa necesita de la aportación de las dos tecnologías para tratar de reducir la dependencia de países terceros y garantizar el tan anhelado "autoabastecimiento".

La Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible, celebrada en Johannesburgo en septiembre de 2002, abordó los grandes temas del desarrollo sostenible haciendo especial hincapié en la necesidad de reducir la pobreza con carácter de urgencia. Uno de los principales resultados de la Cumbre fue la aceptación general de que la energía, y en particular la energía renovable, era una de las prioridades clave para reducir la pobreza y para lograr un desarrollo sostenible a largo plazo.

⁸⁷ En este punto, y sin perjuicio de analizar la cuestión posteriormente y con mayor detalle, no hay que ignorar el creciente interés de la Unión Europea en materia nuclear, fundamentándose en títulos competenciales no del todo explícitos en los Tratados Constitutivos. En efecto, conviene traer a colación que el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas confirma este análisis en su sentencia de 10 de diciembre de 2002 en el asunto C-29/99. El Tribunal enuncia por un lado que "no procede, a efectos de delimitar las competencias de la Comunidad, efectuar una distinción artificial entre la protección sanitaria de la población y la seguridad de las fuentes de radiaciones ionizantes". Por otro lado, el Tribunal confirma las competencias técnicas de los órganos reguladores nacionales para autorizar la construcción o explotación de las instalaciones nucleares. Ahora bien, reconoce que dicha competencia técnica no impide a la Comunidad legislar al respecto. La sentencia del Tribunal sobre este extremo es explícita: "Si bien es cierto que el Tratado CEEA no le atribuye competencia para autorizar la construcción o explotación de las instalaciones nucleares, la Comunidad dispone, en virtud de los artículos 30 a 32 del Tratado CEEA, de una competencia normativa para establecer, con vistas a la protección sanitaria, un sistema de autorización que los Estados miembros deben aplicar".

En efecto, tal acto legislativo constituye una medida que completa las normas básicas contempladas en el artículo 30 del Tratado CEEA". El concepto de norma básica cubre por tanto dos realidades: la protección sanitaria de la población y, por ende, previamente, la seguridad de las fuentes de radiaciones ionizantes. Para profundizar en esta materia, CHRISTIANE TRÜE, LL. "EU Competences for Energy Law and Health and Environmental Protection and the Position of the Euratom Community under the Draft Constitution for Europe." "Juristenzeitung". 2004, págs. 779-788, y "Legislative competences of Euratom and the European Community in the energy sector: the "Nuclear package of the Commission," "European Law Review". 2003, págs. 664-685. Igualmente resulta interesante "Regional Nuclear Safety vs. Global Nuclear Safety. Do the europeans need a complementing EU nuclear safety regime?" de MARC BEYENS, UTE BLOHM, HIEBER, VANDA LAMM, MARC LÉGER, ANTONIO MORALES, y MAURICE STRIKE, en la obra colectiva Die Internationalisierung des Atomrechts. Internationalizing Atomic Energy Law. NORBER PELZER (Hrsg.). Tagungsbericht der AIDN/INLA-Regionaltagung in Celle 2004.

La política de fomento de las fuentes de energía renovables requiere iniciativas globales que abarquen un amplio abanico de campos: regulación energética, medio ambiente, creación de empleo, políticas fiscales, estrategias de competencia, fomento de la investigación, el desarrollo y las capacidades tecnológicas, así como un desarrollo de las políticas de relaciones regionales y exteriores.

Si pensamos en Europa y en su mercado energético, la realidad que encontramos es muy heterogénea. De un lado, tanto en el norte como en el sur, existe una enorme dependencia del suministro de gas exterior. En el caso del Norte de Europa nos referimos a la dependencia del gas ruso y los gasoductos que atraviesan distintos países bálticos. Todas esas regiones pueden ser calificadas de "políticamente inestables", así como de socios poco "confiables"⁸⁸.

En el caso de la Europa del Sur, el suministro tampoco proviene de zonas geopolíticas mucho más estables, como es el caso de Argelia. De ahí que la dependencia de países social y políticamente poco asentados y en muchas ocasiones, con regímenes políticos que podríamos calificar de "pseudo-democracias", es un factor de riesgo que condiciona la estrategia del mercado energético común.

En este sentido, la publicación de la Comisión Europea del Libro Blanco de 1997⁸⁹ manifiesta lo siguiente en su introducción:

"La dependencia de la UE de las importaciones energéticas es ya del 50% y, si no se adopta ninguna medida, se espera que aumente en los próximos años hasta alcanzar el 70% antes de 2020. Esto es especialmente válido en lo relativo al petróleo y el gas, que procederán de fuentes cada vez más distantes de la Unión, circunstancia que a menudo conlleva ciertos riesgos geopolíticos. Así pues, la atención se centrará cada vez más en la seguridad de los suministros. Las fuentes de energía renovables, al ser autóctonas, desempeñarán un importante papel en la reducción del nivel de importaciones energéticas y tendrán implicaciones positivas para la balanza comercial y la seguridad del suministro."

⁸⁸ Así lo prueban recientes acontecimientos en los que tras acusaciones cruzadas entre países productores y países por los que transcurre el gasoducto, en varias ocasiones se ha dejado a Europa sin suministro durante un buen número de días, sin importarle a Rusia o Ucrania que el resto de Europa se hallara sumida en una terrible ola de frío sin suministro de gas natural.

⁸⁹ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables". Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Año 1997.

En otros países se ha optado por el desarrollo de una potente base de generación de energía con origen nuclear. Tal es el caso de Francia, ya que es el país europeo con más centrales nucleares (59) y con planes adicionales de expandir su capacidad nuclear instalada con nuevos reactores. En este país, el 78,45% de su electricidad proviene de la generación nuclear.

Según datos del Foro Nuclear⁹⁰, en el mundo hay un total de 442 centrales nucleares y 27 más se encuentran en proceso de construcción. Además, hay planes de construir, al menos, 73 reactores más en un futuro próximo. Concretamente, China tiene programado construir 33 reactores, seguida de Japón con 12 y Rusia con 9. A grandes rasgos, entre China e India tienen previsto construir 60 nuevos reactores en los próximos 15 años y Rusia construirá unos 15 en ese mismo periodo de tiempo.

El número de centrales va a seguir aumentando con el paso de los años, ya que además de estos países otros como Francia, Gran Bretaña o Finlandia, apuestan por este tipo de energía e incluso por la construcción de nuevas plantas.

En Europa, una tercera parte de la electricidad proviene de la energía nuclear. A nivel mundial, las centrales nucleares producen aproximadamente el 17% de la electricidad que se consume en todo el mundo. En España, los nueve reactores que había en 2005 en funcionamiento generaron el 19,7% de la electricidad que se consume en nuestro país, es decir, una de cada cinco veces que encendemos la luz o que subimos en ascensor es gracias a la energía nuclear.

Sin embargo, la realidad es que la energía nuclear sigue sin contar con el apoyo de una parte muy importante de la opinión pública, en muchos casos porque ésta ha sido desinformada y manipulada a través del poco rigor y falta de veracidad que suele haber en la información referida a la generación energética nuclear.

Adicionalmente, construir capacidad nuclear es una decisión a largo plazo. Se estima que el periodo de maduración desde que se toma la primera decisión "política" hasta que se genera el primer megavatio oscila entre los ocho y los quince años. De ahí que muchos políticos vean poco rédito en tomar la decisión de autorizar una central nuclear, ya que el descrédito sería propio y el mérito de un mayor abastecimiento correspondería probablemente a un tercero.

⁹⁰ http://www.foronuclear.org/foro_opina.jsp?id=9

En este contexto a uno le cabe preguntarse: ¿qué alternativas le quedan entonces a Europa para autoabastecerse?. La respuesta es sin lugar a dudas plural. Es decir, es necesario huir de fanatismos y planteamientos teóricos radicales. El mercado europeo energético debe, en nuestra opinión, construirse en base a una mezcla de todas las alternativas posibles, combinando las actuales, con el desarrollo de mayor potencia nuclear, y por supuesto, de un fomento masivo de las energías renovables. ¿Por qué?. Simplemente porque Europa es rica en muchos de los recursos necesarios para su desarrollo. Así el Sur de Europa se encuentra dentro del llamado “cinturón solar” del mundo, hay zonas en los países escandinavos con ubicaciones privilegiadas en lo que a horas de viento anuales se refiere, etc. Es decir, Europa debe explotar aquellos recursos de que tan privilegiadamente dispone con el fin de alcanzar ese tridente de objetivos: mercado interior único, mercado solidario y autoabastecido.

Como conclusión, podría afirmarse que no sólo hay un claro interés económico por parte de los inversores y las entidades financieras, sino que también existe a nivel institucional una necesidad y un compromiso político con los desarrollos termosolares.

3.3.2 ¿Qué papel juegan los proyectos termosolares en este contexto de las energías renovables en Europa?

Según las hipótesis energéticas alternativas de la Agencia Internacional de la Energía, una mayor dependencia de la eficiencia energética y de las energías renovables podría reducir el crecimiento de la demanda mundial de energía de más del 60 % al 50 %, y el de las emisiones mundiales del 62 % al 46 %. La disminución de la demanda futura podría bajar en un 15 % los precios del petróleo. Aunque esto tampoco resolvería los problemas citados, sí sería un paso significativo en la dirección correcta.

El análisis de la tesis se centrará en los proyectos termosolares para lo que hay razones muy poderosas que pasamos a evaluar de forma un poco más detallada:

- Tecnológicamente, las centrales termosolares son los proyectos de renovables que están llamados a ser más competitivos en costes de generación respecto a las fuentes convencionales de generación de combustibles fósiles. A ello contribuyen las economías de escala, las futuras reducciones de coste de los equipos principales de dichos desarrollos y muy especialmente,

del campo solar, y el enorme potencial futuro de desarrollos tecnológicos que implican reducción de costes de generación.

- Adicionalmente, la tecnología termosolar con almacenamiento de sales respeta el principio de “gestionabilidad” que cualquier gestor de una red de transporte energético reclama como necesario de cara a una correcta planificación. Frente a la energía eólica, la fotovoltaica o la mareomotriz u otras energías renovables, la termosolar se puede con los sistemas actuales de almacenamiento, planificar de tal forma que puede ser considerada casi como una energía convencional en cuanto a disponibilidad y capacidad para ser programada.
- Financieramente, los proyectos termosolares son de entre todas las renovables, los más intensivos en capital. La inversión requerida para una planta “tipo” termosolar en España con un tamaño de 50 Mw y con almacenamiento de sales supera con creces los 300 Millones de euros. Esto da una idea del enorme tamaño de los proyectos y de los recursos necesarios. Este punto va a condicionar el tipo de promotores que se dedicarán a este tipo de desarrollos (generalmente empresas con bastante fortaleza financiera) y por supuesto, los mecanismos de financiación asociados a dichos desarrollos.
- Al tratarse de promociones tan mastodónticas, uno de los principales cuellos de botella reside en el aseguramiento de la financiación de los mismos. Son muy pocos los proyectos termosolares realizados en España que no hayan optado por la financiación vía *project finance*, ya que el volumen de fondos propios requeridos para financiar íntegramente este tipo de inversiones es ingente y estaría al alcance de muy pocos.
- Las rentabilidades de este tipo de proyectos se sitúan a la cabeza de los proyectos de energías renovables, con rentabilidades de los accionistas (TIRs) por encima de otros proyectos de eólica, fotovoltaico, biomasa, mareomotrices, geotérmica y biocombustibles.
- Se trata de una industria relativamente “joven”, en la que Europa ostenta el liderazgo mundial tanto por fabricantes de equipos (Siemens, Schott, Flabeg, etc.) como por capacidad de ingeniería (Sener, Abengoa, ACS). Esta posición de privilegio se refuerza también por el hecho de que Europa en su zona sur presenta niveles de irradiación que convierten determinadas ubicaciones

de Portugal, España, Italia y Grecia fundamentalmente en puntos de absoluto privilegio desde la óptica del recurso solar.

- En términos de tendencias futuras, se espera que el mercado termosolar tenga en los próximos años un crecimiento exponencial a nivel mundial, ya que no es sólo Europa quién apuesta por ello, sino también Estados Unidos y algunas de las regiones en desarrollo con alta disponibilidad del recurso solar (Oriente Medio y Norte de África). No se trata sólo de un desarrollo local, sino de una iniciativa mundial de apuesta por esta tecnología.
- Internacionalmente, los marcos políticos están mejorando y las energías renovables y la eficiencia energética forman ya parte central de los programas de inversión en energía y desarrollo. Hoy en día se puede proporcionar, de manera sostenible, suministros asequibles de electricidad y otras formas de energía a empresas y transportes locales, y muy especialmente, en casos en que la conexión a la red no es rentable. Los sistemas aislados de la red y las mini-redes pueden garantizar un suministro energético adecuado y económico en zonas alejadas, y aquí de nuevo la solución termosolar puede aportar mucho bienestar en dichas soluciones. Se puede ofrecer toda una gama de propuestas tecnológicas para atender las necesidades de los hogares y de las empresas, especialmente interesante en los países en desarrollo.

Evidentemente, en los proyectos termosolares no todo son ventajas. La complejidad, novedad y carácter descentralizado de la mayoría de las aplicaciones de la energía renovable ocasionan numerosos problemas administrativos. Entre estos pueden citarse unos procedimientos de autorización de la planificación, la construcción y el funcionamiento de los sistemas que son poco claros y desincentivan a los interesados, así como las diferencias en las normas y certificaciones, y unos regímenes de ensayo de las tecnologías de energías renovables que son incompatibles. Se ven también muchos ejemplos de normas opacas y discriminatorias de acceso a la red eléctrica, así como una falta general de información a todos los niveles, incluida la información a suministradores, clientes e instaladores.

Todos estos factores han contribuido a que el crecimiento del sector de las energías renovables sea inadecuado⁹¹. Los más de 16 billones de

⁹¹ La Agencia internacional de la Energía prevé en el "World Economic Outlook 2008" que si persisten las tendencias actuales, la proporción de energías renovables en el

euros que tendrán que invertirse de aquí a 2030 brindan, por tanto, una oportunidad única para construir un sector energético mundial sostenible que no debe ser desaprovechado. Es indudable que la mayor parte de la inversión futura en el sector energético en todo el mundo tendrá que proceder de fuentes privadas, y por esa razón, y muy concretamente en el caso termosolar, la tarea de las políticas públicas debería consistir en crear los incentivos adecuados y el entorno propicio que aseguren que la inversión privada financiará el acceso a unos servicios energéticos ecológicamente razonables, asequibles y seguros.

3.4 Conclusiones

Los párrafos anteriores tienen como objetivo señalar claramente las peculiaridades que tienen las inversiones en proyectos de energías renovables respecto a otro tipo de inversiones en energía convencional u otras inversiones en los mercados financieros.

Y dentro del mundo de las renovables, pensando en el desarrollo futuro de este mercado, pensamos que la alternativa termosolar será sin duda una de las opciones ganadoras.

Por rentabilidad, analizaremos en los próximos capítulos proyectos cuyos retornos duplican los retornos históricos de la renta variable, con un perfil de riesgo totalmente diferente y completamente des-correlacionados con los mercados financieros.

Son inversiones de un tamaño realmente impresionante, al alcance de muy pocos promotores, que sin embargo no encuentran graves problemas en su financiación precisamente por su atractivo perfil de riesgo / rentabilidad. Los apalancamientos típicos alcanzan valores medios del 80% y a pesar de la situación tan complicada de los mercados crediticios en el 2008 y 2009, los desarrollos termosolares han contado con suficientes facilidades de financiación.

Por estas razones creemos que estamos delante de una incipiente industria termosolar a nivel mundial cuya metamorfosis es objeto de la presente tesis: son inversiones muy rentables, no exentas de riesgos, con enormes beneficios económicos y socio-políticos, de cuyo éxito creemos que dependerá en gran medida el que seamos capaces de configurar a futuro un modelo de crecimiento económico más respetuoso, más solidario, más sostenible y menos “energívoro”.

portafolio de generación eléctrica mundial se mantendrá más o menos constante hasta 2030.

**CAPÍTULO IV: ESTADO DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN EN EL CAMPO
TERMOSOLAR**

Capítulo IV: Estado de la tecnología de generación en el campo termosolar

4.1 Introducción a la energía termosolar.

4.2 Principales características tecnológicas de las instalaciones.

4.3.- Principales características técnico – económicas.

4.4. Otras características específicas de los desarrollos tecnológicos en el campo termosolar.

4.4.1. Madurez tecnológica de los desarrollos termosolares

4.4.2.- Tamaño de las instalaciones.

4.4.3. Limitaciones tecnológicas de los proyectos de torre central.

4.4.4. Limitaciones tecnológicas de los proyectos cilindro – parabólicos.

4.5. Disponibilidad de las instalaciones.

4.6.- Otros aspectos del diseño de centrales de colectores cilindro – parabólicos.

4.6.1.- Aspectos generales del diseño de planta.

4.6.2. El campo solar y el sistema de almacenamiento de calor.

4.6.3. El sistema de fluido térmico.

4.6.4. Descripción técnica del funcionamiento del ciclo de vapor y sus sistemas auxiliares.

4.7. Conclusiones del capítulo

4. ESTADO DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN EN EL CAMPO TERMOSOLAR

Una vez que en el capítulo anterior hemos analizado las peculiaridades de los proyectos de inversión en energías renovables, y cómo dichas características condicionan la valoración y financiación de dichas inversiones, es absolutamente clave entender con detalle el caso termosolar, a cuyo análisis específico dedicaremos este capítulo.

La razón fundamental por la que un conocimiento de la tecnología es necesario se encuentra en el hecho de que estos son los proyectos con mayores volúmenes de inversión dentro del campo de las renovables. Hay que entender de forma precisa los distintos componentes de coste para la posterior construcción del modelo económico, así como los parámetros específicos de generación eléctrica.

El conocimiento del funcionamiento del activo –sin pretender aquí profundizar en cuestiones excesivamente técnicas– permitirá poder desarrollar mejores y más precisos modelos económico-financieros de cara a cuantificar nuestras conclusiones siempre que ello sea posible.

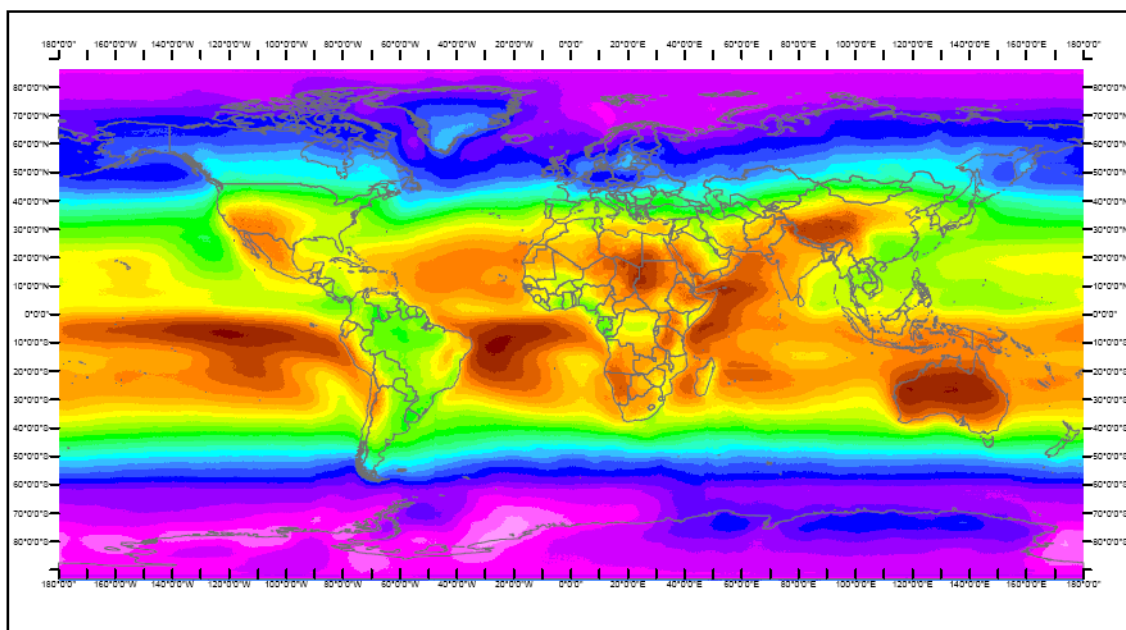
4.1 Introducción a la energía termosolar.

La radiación solar que alcanza la superficie de la tierra es de muy baja intensidad por lo que, para su aprovechamiento industrial en centrales solares termoeléctricas, debe ser adecuadamente concentrada.

Tal y como muestra el Gráfico VI.1, hay enormes diferencias de irradiación entre las distintas zonas geográficas presentadas en el mapa. Esto marcará la disponibilidad del recurso natural, no siendo esto suficiente para justificar el lanzamiento de los proyectos, ya que hay otros factores de enorme importancia como son el sistema de remuneración de los activos de generación (tarifas, contratos particulares, etc.) o el sistema financiero que debe apoyar el elevado apalancamiento que típicamente disfrutaban los proyectos en energías renovables a nivel internacional.

Específicamente, la irradiación solar en la Península Ibérica, que se ha representado en el gráfico, alcanza un valor global promedio anual de 1.660 kWh/m² (aproximadamente unos 4,55 kWh/m²/día), lo que la convierte en una región óptima junto con Italia, Portugal y Grecia dentro del continente europeo.

Gráfico IV.1. Irradiación solar promedio anual en el mundo (KWh/m²).



Fuente: Mines Paris Tech /Armines 2006⁹²

Del análisis de la figura anterior se deduce la enorme heterogeneidad geográfica en términos de irradiación solar que se registra incluso dentro de la propia Península Ibérica. Hay zonas realmente poco adecuadas para el desarrollo de este tipo de proyectos como por ejemplo el Norte de España, frente a zonas realmente óptimas como el Sur de España, y más concretamente, cuatro regiones específicas en las que se concentran la mayoría de los proyectos termosolares en operación y/o desarrollo en España: Andalucía, Extremadura, Castilla La Mancha y en menor medida, Murcia.

Lo primero que es preciso apuntar a la hora de hablar de la tecnología de las centrales termosolares es la diferenciación de su tecnología hermana, la fotovoltaica, mucho más madura, e igualmente dependiente del sol, pero en base a principios físicos completamente diferentes.

Hay que tener en cuenta que la necesidad de concentrar la radiación solar para la generación de electricidad hace que no sea aprovechable ni la radiación difusa ni la reflejada. A diferencia de lo que ocurre con la energía fotovoltaica, para la que la fuente natural necesaria es la luz, en el caso termosolar lo que es preciso es concentrar la radiación solar en un determinado punto para provocar un aumento

⁹² http://www.soda-is.com/img/carte_Ed_13_world.pdf

de la temperatura. En este punto se diferencia notablemente el aprovechamiento de la radiación solar que se realiza en la generación termoeléctrica de la que se realiza en la generación fotovoltaica.

Como consecuencia de todo ello, es evidente que, para obtener una misma potencia, la inversión en una central solar termoeléctrica requeriría una menor superficie ocupada en el Sur de la península que en el Norte. También se requerirá menor ocupación de superficie para una misma potencia en zonas altas, con una mayor irradiación directa, que en las proximidades del mar o de los grandes ríos y embalses, que son zonas de alta evaporación y de frecuentes nieblas.

Adicionalmente, la instalación de una central de estas características en un emplazamiento determinado requiere algunas condiciones adicionales:

- Proximidad de alguna subestación eléctrica que permita conectar con facilidad la central a la red de transporte mediante una línea de evacuación (en esto no se diferencia en nada del resto de proyectos de energía renovable).
- Proximidad de punto de conexión a la red gasista para disponer de un adecuado suministro de gas natural que se utiliza como combustible de apoyo (este sí es un matiz diferencial, ya que otras tecnologías de generación conocidas como la fotovoltaica, o la eólica, son menos "exigentes" en cuanto a las condiciones exigibles para un determinado emplazamiento. La legislación española permite actualmente un porcentaje de hibridación de hasta el 15% en función de cuál sea el sistema de remuneración elegido -12% de consumo de gas si se escoge tarifa fija o 15% de consumo si se decanta por un sistema de precio de *pool* eléctrico más prima-.
- Proximidad razonable de una fuente de suministro de agua (mar, río, embalse, acuífero) que permita atender las necesidades de refrigeración y reposición del ciclo termodinámico. Al menos así ha sido hasta ahora para todas las plantas termosolares en operación y explotación en el mundo, si bien es cierto, también sería perfectamente factible la refrigeración de estas plantas con aerogeneradores, sin recurrir al agua. Así es como se están planteando técnicamente al menos los últimos concursos internacionales

de proyectos en el campo termosolar en zonas con acceso nulo o muy restringido al recurso hídrico⁹³.

4.2 Principales características tecnológicas de las instalaciones.

La generación solar termoeléctrica agrupa, fundamentalmente, dos tecnologías que se caracterizan por concentrar la radiación solar con el objetivo de producir vapor a temperatura que permita su utilización para la generación eléctrica con turbinas de vapor⁹⁴. Las dos ramas tecnológicamente separadas en que se divide la concentración de la radiación solar se refieren a que la concentración se realice en dos dimensiones (2D) o en tres dimensiones (3D).

4.2.1.- Sistemas de concentración en dos dimensiones (2D).

Dentro de los sistemas de concentración de dos dimensiones podemos distinguir básicamente dos tecnologías:

- Sistema de colectores cilindro parabólicos
- Sistema Fresnel

De entre estas dos alternativas, la que más se ha desarrollado industrialmente ha sido la tecnología cilindro – parabólica, que cuenta con varias plantas operativas en el mundo desde los años ochenta⁹⁵.

Pero no sólo si hablamos de megavatios instalados, la tecnología cilindro parabólica es la más difundida. Reproducimos a continuación el listado de las plantas termosolares que han sido incluidas el Registro de Pre-Asignación establecido a través del RDL 6/2009 en España. Un análisis muy rápido de dicho listado revela automáticamente cual es la tecnología que de forma abrumadora ha escogido el dinero: la cilindro-

⁹³ Sirva sólo como botón de muestra el concurso internacional convocado en los Emiratos Árabes Unidos por Masdar y denominado "SHAMS" ("sol" en árabe) de 100Mw termosolares en Abu Dhabi. Este concurso fue asignado en el año 2009 a un consorcio liderado por la ingeniería española Abengoa y por la petrolera francesa Total. Una de las alternativas técnicas que se planteaban era el diseño del proyecto con refrigeración hídrica y con aerogeneradores (sin agua).

⁹⁴ ARINGHOFF, R.; BRAKMANN, G.; GEYER, M.; & TESKE, S. "Concentrated Solar Thermal Power. Exploiting the heat from the sun to combat climate change". Ed. Greenpeace International. Amsterdam. Holanda. Octubre 2005. Part II. "Solar thermal power. Technology, costs and benefits".

⁹⁵ Aquí hacemos referencia específicamente a las plantas SEGS I – IX, construidas en el desierto de Mojave por la empresa israelí Luz entre 1984 y 1990. Tienen 900.000 espejos curvos que concentran la luz para alcanzar más de 400 °C de temperatura y generar vapor que a su vez mueve una turbina.

Tesis Doctoral
Universidad Complutense de Madrid
28/11/2010

parabólica (todos los proyectos con potencias en el entorno de los 50 MW son efectivamente de esta tecnología).

Tabla IV.1 Listado proyectos termosolares en operación y construcción

Nº EXPEDIENTE	NOMBRE	CCAA	MW	FASE ENTRADA	PROMOTOR
PRE-TER-00034	Termosolar Borges	Cataluña	22,5	FASE 4	Abantia Sun Energy S.A
PRE-TER-00020	SOLNOVA 1	Andalucía	50,0	FASE 1	
PRE-TER-00021	SOLNOVA 3	Andalucía	50,0	FASE 1	
PRE-TER-00013	Helios II	Castilla la Mancha	49,9	FASE 1	
PRE-TER-00012	Helios I	Castilla la Mancha	49,9	FASE 1	
PRE-TER-00022	SOLNOVA 4	Andalucía	50,0	FASE 2	
PRE-TER-00014	Solacor 1	Andalucía	50,0	FASE 2	
PRE-TER-00015	Solacor 2	Andalucía	50,0	FASE 2	
PRE-TER-00024	Helioenergy 2	Andalucía	50,0	FASE 2	
PRE-TER-00023	Helioenergy 1	Andalucía	50,0	FASE 2	
PRE-TER-00018	Solaben tres	Extremadura	50,0	FASE 3	
PRE-TER-00016	Solaben uno	Extremadura	50,0	FASE 3	
PRE-TER-00017	Solaben dos	Extremadura	50,0	FASE 3	
PRE-TER-00019	Solaben 6	Extremadura	50,0	FASE 4	ACCIONA
PRE-TER-00010	ALVARADO La Risca I	Extremadura	50,0	FASE 1	
PRE-TER-00007	Majadas	Extremadura	49,9	FASE 1	
PRE-TER-00006	PALMA DEL RIO II	Andalucía	50,0	FASE 1	
PRE-TER-00008	PALMA DEL RIO I	Andalucía	50,0	FASE 1	
PRE-TER-00066	Consol Orellana	Extremadura	49,9	FASE 1	ACS
PRE-TER-00074	ANDASOL 2	Andalucía	49,9	FASE 1	
PRE-TER-00038	EXTRESOL-1	Extremadura	49,9	FASE 1	
PRE-TER-00033	MANCHASOL 1	Castilla la Mancha	49,9	FASE 2	
PRE-TER-00039	EXTRESOL-2	Extremadura	49,9	FASE 2	
PRE-TER-00036	Manchasol 2	Castilla la Mancha	49,9	FASE 3	ARIES
PRE-TER-00028	EXTRESOL 3	Extremadura	49,9	FASE 3	
PRE-TER-00048	ASTE 1A	Castilla la Mancha	49,9	FASE 2	
PRE-TER-00079	ASTE 1B	Castilla la Mancha	49,9	FASE 2	FCC
PRE-TER-00035	ASTEXOL II	Extremadura	49,9	FASE 3	
PRE-TER-00072	Soluz Guzmán (Co)	Andalucía	49,9	FASE 1	FLORIDA POWER&LIGHT
PRE-TER-00073	Villena	Valencia	49,9	FASE 4	
PRE-TER-00002	Termosolar de Extremadura 2	Extremadura	49,9	FASE 3	FOTOWATIO
PRE-TER-00001	Termosolar de Extremadura	Extremadura	49,9	FASE 3	
PRE-TER-00041	Arenales	Andalucía	49,9	FASE 3	IBERDROLA
PRE-TER-00042	Casablanca	Extremadura	50,0	FASE 4	
PRE-TER-00065	IBERSOL CIUDAL REAL	Castilla la Mancha	50,0	FASE 1	IBEREOLICA SOLAR SL
PRE-TER-00090	Extremasol I	Extremadura	49,9	FASE 4	
PRE-TER-00057	Moron	Andalucía	49,9	FASE 2	
PRE-TER-00071	Olivenza I	Extremadura	50,0	FASE 3	MAGTEL
PRE-TER-00096	LA AFRICANA	Andalucía	49,9	FASE 2	
PRE-TER-00032	Puerto Errado II	Murcia	30,0	FASE 1	NOVATEC SOLAR
PRE-TER-00031	PEI (Puerto Errado I)	Murcia	1,4	FASE 1	
PRE-TER-00086	Renovalia	Castilla la Mancha	10,0	FASE 4	RENOVALIA
PRE-TER-00087	Renovalia	Castilla la Mancha	10,0	FASE 4	
PRE-TER-00088	Renovalia	Castilla la Mancha	10,0	FASE 4	
PRE-TER-00082	Renovalia	Castilla la Mancha	1,0	FASE 3	
PRE-TER-00083	Renovalia	Castilla la Mancha	8,0	FASE 4	
PRE-TER-00104	Renovalia	Castilla la Mancha	12,4	FASE 4	
PRE-TER-00084	Renovalia	Castilla la Mancha	10,0	FASE 4	
PRE-TER-00085	Renovalia	Castilla la Mancha	10,0	FASE 4	
PRE-TER-00046	LA FLORIDA	Extremadura	50,0	FASE 1	SAMCA
PRE-TER-00047	LA DEHESA	Extremadura	49,9	FASE 1	
PRE-TER-00027	Caceres	Extremadura	49,9	FASE 4	
PRE-TER-00089	ANDASOL 3	Andalucía	49,9	FASE 1	SOLAR MILENIUM
PRE-TER-00003	GEMASOLAR	Andalucía	17,0	FASE 2	
PRE-TER-00005	Arcosol 50	Andalucía	50,0	FASE 4	TORRESOL
PRE-TER-00004	Vallesol 50	Andalucía	50,0	FASE 4	

Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

- Sistema de colectores cilindro parabólicos⁹⁶

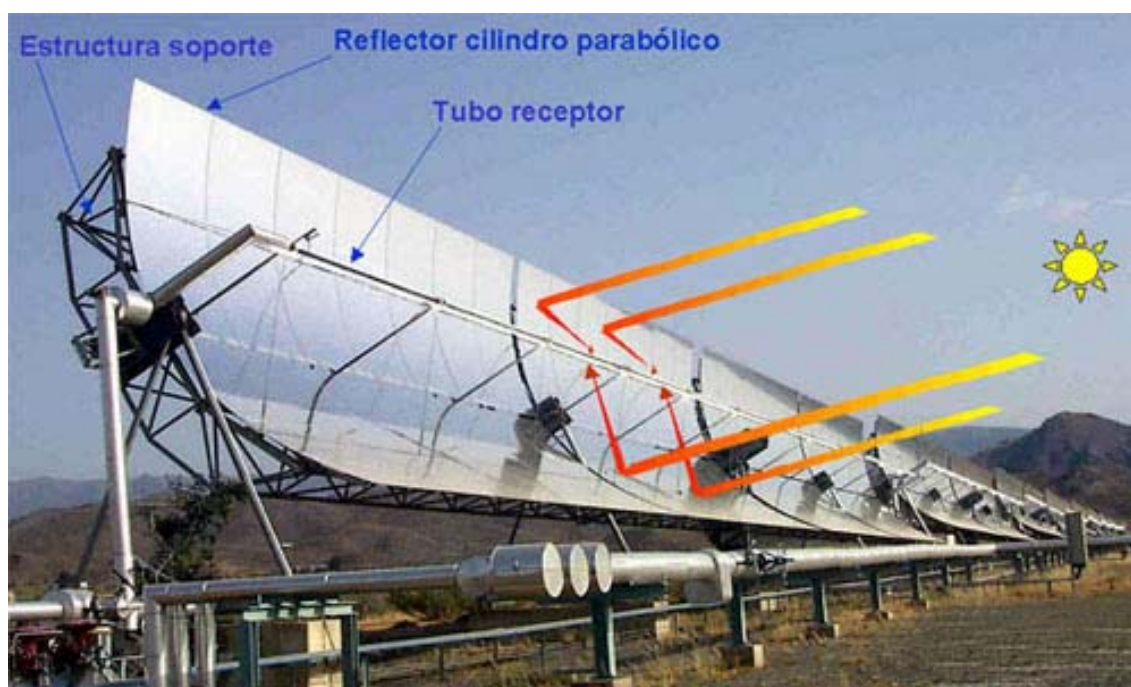
La nomenclatura de tecnología cilindro parabólica se le asigna a esta tecnología por la forma tan característica que tienen los espejos de este tipo de plantas.

La característica fundamental de este tipo de colectores se basa en una propiedad matemática de las parábolas según la cual, todo rayo incidente en una parábola, se refleja en la parábola según una línea paralela al eje de la citada parábola.

El uso que se hace de esta propiedad es sencillamente el inverso, esto es, todo haz de rayos paralelo al eje de una parábola se reflejará en ella siguiendo líneas que pasen por el foco.

Adjuntamos en el siguiente gráfico un fotomontaje con el esquema de funcionamiento y el esquema de concentración de la irradiación solar directa.

Gráfico IV.2. Colector cilindro – parabólico.



Fuente: Plataforma Solar de Almería (PSA). Accesible en la página web: <http://www.psa.es>

⁹⁶ Se puede ampliar más información sobre el funcionamiento técnico de los sistemas parabólicos en RUIZ HERNANDEZ, V. et al. "La electricidad solar térmica: tan lejos, tan cerca". Editorial: Fundación Gas Natural. Madrid. Páginas: 191. 2009. ISBN: 978-84-613-004. Capítulo I páginas 52 a 70.

Por lo tanto, si se toma un colector formado por un espejo con la superficie de un cilindro parabólico y, siguiendo la línea focal del mismo, se dispone de un tubo por el que se hace circular un fluido susceptible de calentarse, lo que resta por hacer es disponer de un sistema que permita hacer que los rayos del sol incidan paralelamente al eje de simetría del cilindro.

Ello se consigue orientando la línea focal del cilindro en dirección Norte-Sur y disponiendo de un sistema de seguimiento Este – Oeste que permita seguir la posición del Sol.

La disposición de varios colectores similares permite incrementar el tamaño de la instalación solar hasta alcanzar la potencia decidida para la instalación.

El fluido de transferencia térmica que se emplea habitualmente es un aceite térmico sintético que puede calentarse hasta casi 400° C. El flujo de aceite que atraviesa cada colector cilindro – parabólico es conducido mediante bombeo hasta un evaporador de agua, donde el aceite cede su calor al agua – vapor constituyendo la caldera de un ciclo de Rankine⁹⁷.

- Sistema Fresnel⁹⁸

El otro sistema de concentración en dos dimensiones es el constituido por lentes de Fresnel lineales, que se orientan adecuadamente para reflejar la radiación directa en un tubo dispuesto horizontalmente.

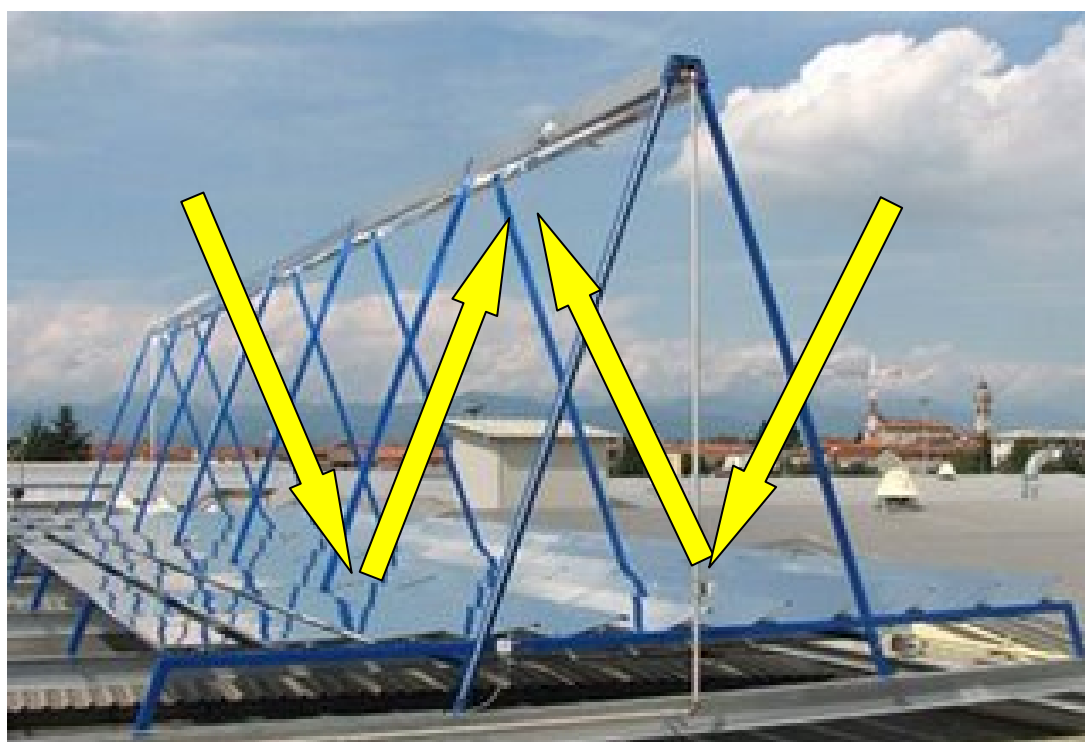
Este sistema está en una fase de desarrollo experimental y no ha alcanzado todavía la madurez tecnológica e industrial del sistema de colectores cilindro – parabólicos. De hecho en España sólo hay una insolación operativa de reducido tamaño (tan sólo 1,4 MW) en Calasparra (Murcia).

⁹⁷ El Ciclo de Rankine es un ciclo termodinámico en el que se relaciona el consumo de calor con la producción de trabajo. Como otros ciclos termodinámicos, la máxima eficiencia termodinámica es dada por el cálculo de máxima eficiencia del Ciclo de Carnot. Debe su nombre a su desarrollador, el físico y filósofo escocés William John Macquorn Rankine.

⁹⁸ Se puede ampliar más información sobre el funcionamiento técnico de los sistemas Fresnel en RUIZ HERNANDEZ, V. et al. "La electricidad solar térmica: tan lejos, tan cerca". Editorial: Fundación Gas Natural. Madrid. Páginas: 191. 2009. ISBN: 978-84-613-04. Capítulo I páginas 88 a 90.

Por esta razón, se trata todavía de una tecnología más cercana al laboratorio que a su despliegue industrial, y por consiguiente, resulta todavía demasiado aventurado poder hacer predicciones a futuro acerca de su viabilidad futura en términos de costes de generación y eficiencia tecnológica. No existen actualmente suficientes plantas industriales sobre las cuales se puedan realizar análisis más detallados acerca de la rentabilidad de este tipo de desarrollos tecnológicos.

Gráfico IV.3. Sistema Fresnel.



Fuente: <http://reflexionesenergeticas.blogspot.com/2009/04/central-termosolar-en-murcia-tecnologia.html>

4.2.2.- Sistemas de concentración en tres dimensiones.

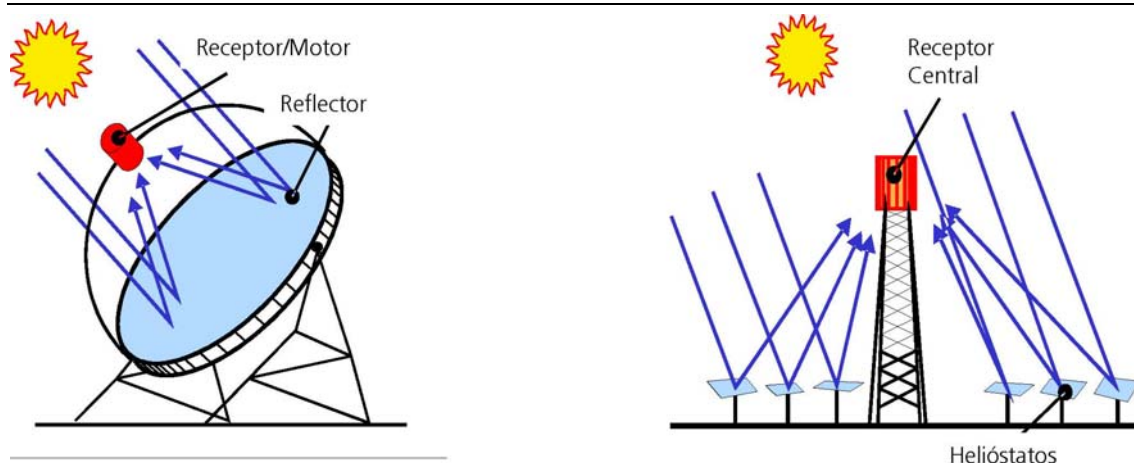
En el siguiente gráfico se han representado los dos sistemas de concentración en tres dimensiones que existen en la actualidad y que son:

- Sistemas de discos parabólicos o Discos *Stirling*⁹⁹
- Sistema de torre central con helióstatos planos.

⁹⁹ Se puede ampliar más información sobre el funcionamiento técnico de los sistemas de disco Stirling en RUIZ HERNANDEZ, V. et al. "La electricidad solar térmica: tan lejos, tan cerca". Editorial: Fundación Gas Natural. Madrid. Páginas: 191. 2009. ISBN: 978-84-613-04. Capítulo I páginas 81 a 88.

La referencia a las tres dimensiones se debe a que el seguimiento del sol debe hacerse por los heliostatos a través de unos mecanismos de actuación que no sólo giran en una dirección (como ocurre con cilindro parabólico y Fresnel), sino que es necesario dotar al actuador con una dimensión más en su movimiento para poder concentrar la irradiación solar con la suficiente precisión de ajuste como para no perder el potencial del campo solar.

Gráfico IV.4. Discos parabólicos y Receptor central.



Fuente: Sener Ingeniería y Sistemas (SIS). Accesible en: www.sener.es

De ambos sistemas, el que presenta características más favorables para su desarrollo es el de torre central¹⁰⁰ con heliostatos, ya que de hecho ya existen actualmente proyectos industriales operativos en España.

- Sistema de torre central con heliostatos planos¹⁰¹.

Este sistema de torre central consiste en un campo de heliostatos que se orientan mediante seguidores en tres dimensiones para seguir al Sol y reflejan la radiación directa sobre un receptor solar dispuesto sobre una

¹⁰⁰ La primera planta industrial de torre central fue un proyecto denominado "Solar Two" y liderado por el DoE (*Department of Energy*) americano en los años 80. Se demostró durante dos años la viabilidad comercial de la planta y se cedió a la iniciativa privada el desarrollo adicional de dicha tecnología. Hasta dos décadas más tarde no se pusieron en marcha proyectos de torres centrales a nivel industrial en el mundo. Actualmente, la empresa Abengoa tiene dos plantas de torre en operación ("PS 10" y "PS 20"). Hay otro desarrollo adicional en fase de construcción a la fecha de redacción de esta tesis: el proyecto liderado por Sener Grupo de Ingeniería denominado "Gemasolar" de 17 MW con almacenamiento de sales.

¹⁰¹ Se puede ampliar más información sobre el funcionamiento técnico de los sistemas de torre central en RUIZ HERNANDEZ, V. et al. "La electricidad solar térmica: tan lejos, tan cerca". Editorial: Fundación Gas Natural. Madrid. Páginas: 191. 2009. ISBN: 978-84-613-04. Capítulo I páginas 70 a 81.

torre sobre el que se concentran todos los rayos solares recibidos por el campo de espejos.

El receptor es un intercambiador de calor que recibe el calor concentrado por los helióstatos. Este calor se utiliza para calentar un fluido térmico (según los diseños se utilizan sales, líquidos, vapor, aire, nitratos fundidos, etc.) que transporta el calor hasta un generador de vapor que actúa como caldera de un ciclo de Rankine.

- Sistemas de discos parabólicos o Discos *Stirling*

El sistema de discos parabólicos consiste en la instalación de diversos espejos cuya superficie es parabólica y en el foco del espejo se sitúa un Motor Stirling¹⁰². Este sistema tiene una capacidad muy limitada y, aunque tiene la mejor eficiencia, su nivel de desarrollo es menor y solo parece tener sentido para instalaciones geográficamente aisladas.

En España existen en la actualidad tres desarrollos termosolares apoyados en discos Stirling. Son instalaciones de muy reducido tamaño y con objetivos puramente prototípicos, ya que las potencias instaladas son de 0,1 MW, 0,8 MW y 1 MW según la patronal "Protermosolar"¹⁰³.

El mecanismo de funcionamiento es sencillo: los colectores de disco concentran la radiación en el punto donde se encuentra el motor Stirling, alcanzando temperaturas de hasta 700C°.

¹⁰² El Motor Stirling fue inventado en 1816 por Robert Stirling, reverendo escocés. El objetivo era tener un motor menos peligroso que la máquina de vapor.

El principio de funcionamiento es el trabajo hecho por la expansión y contracción de un gas (normalmente helio, hidrógeno, nitrógeno o simplemente aire) al ser obligado a seguir un ciclo de enfriamiento en un foco frío, con lo cual se contrae, y de calentamiento en un foco caliente, con lo cual se expande. Es decir, es necesaria la presencia de una diferencia de temperaturas entre dos focos y se trata de un motor térmico.

Este motor, de gran antigüedad, continúa en investigación gracias a la versatilidad de fuentes de energía utilizables para su funcionamiento, ya que al necesitar solamente una fuente de calor externa al cilindro, es posible usar una gran variedad de fuentes energéticas (energía solar térmica, todo tipo de combustibles, uso de la biomasa, energía geotérmica, etcétera).

¹⁰³ Protermosolar es la Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica. Creada en junio de 2004 se constituyó con el fin de dar a conocer y promocionar la industria termosolar. Hoy en día supera los 50 miembros entre los que se encuentran las principales empresas españolas del sector. Su principal objetivo es el de representar al sector español de la industria termosolar en la defensa de sus intereses a nivel nacional e internacional. Para más información visitar: <http://www.protermosolar.com/>.

Este motor, que cuenta con dos focos, se acciona por la diferencia de temperatura entre ambos, uno caliente que concentra la irradiación solar y otro frío con circuito de refrigeración. Esta diferencia térmica genera la expansión-contracción de un fluido que produce energía, que mediante un alternador se transforma en electricidad.

4.3.- Principales características técnico – económicas.

En la tabla que se incluye a continuación se han recogido las principales características de los sistemas citados que han sido explotados a escala industrial (por esa razón excluimos Fresnel)¹⁰⁴.

Tabla IV.2.Datos de las distintas tecnologías de concentración

	Cilindro - parabólicos	Centrales de Torre	Generadores de Disco Stirling
Tamaño (MW)	30-320 (Cambios en el periodo 1997-2030)	10-200 (Cambios en el periodo 1997-2030)	5-25 (kW) (Cambios en el periodo 1997-2030)
Temperatura operación (°C)	400	600	750
Eficiencia pico (%)	20 (Demostrado)	23(Demostrado)	29,4 (Demostrado)
Eficiencia Neta Anual (%)	11-16 (Cambios en el periodo 1997-2030)	7-20 (Cambios en el periodo 1997-2030)	12-25 (Previsión)
Estado Comercial	Comercialmente disponible	Comercialmente disponible	Demostración de prototipos
Riesgo Tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Disponibilidad Almacenamiento	Si	Si	Batería
Diseños Híbridos	Si	Si	Si
Coste			
€/m2	491 – 255 (Cambios en el periodo 1997-2030)	440 – 185 (Cambios en el periodo 1997-2030)	2870 – 296 (Cambios en el periodo 1997-2030)
€/W	3,7 – 2,5 (Cambios en el periodo 1997-2030)	4,0 – 2,3 (Cambios en el periodo 1997-2030)	11,7 – 1,2 (Cambios en el periodo 1997-2030)

Fuente: "Overview of Solar Thermal Technologies". Department of Energy's Concentrating Solar Power Program U.S. Department Of Energy (DOE): disponible en: <http://www.energy.gov> & Elaboración propia.

¹⁰⁴ Para ampliar información sobre tecnologías y los costes de generación asociados a cada una de ellas, es imprescindible consultar el completísimo informe de ECOSTAR. "European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping. Roadmap Document". Ed. Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt e. V. Bruselas. Bélgica. Noviembre 2004. 144 páginas.

La concentración mediante lentes de Fresnel lineales utilizadas en colectores orientables¹⁰⁵ está menos desarrollada que las opciones de torre central con helióstato plano y que la de colectores cilindro – parabólicos.

En cuanto al futuro de esta tecnología Fresnel, la bibliografía parece no ponerse muy de acuerdo, ya que hay opiniones técnicas que apuntan hacia un enorme potencial de esta tecnología una vez se consiga industrializar su cadena de suministro, mientras que otros autores señalan que la tecnología Fresnel es y será más un objeto de planta prototípica que de desarrollo serio industrial¹⁰⁶. No es objeto de esta tesis dicha deliberación, por lo que evitaremos entrar en el análisis técnico pormenorizado.

La concentración mediante discos parabólicos Stirling tiene en la actualidad elevados costes de inversión y, pese a su mayor eficiencia, también presenta elevados costes de producción.

Se trata de una aplicación que podría ser utilizada en instalaciones aisladas y a las que resulte muy costoso la conexión a la red eléctrica.

Centraremos el análisis de tecnologías termosolares en los dos desarrollos que han sido validados por el lanzamiento a escala industrial de numerosos proyectos reales de inversión.

Nos referimos por tanto a los colectores cilindro – parabólicos y a la torre central con helióstatos planos. Y en ambos casos, el estado de la técnica apunta a que ambos sistemas deberían ser dotados de sistemas de almacenamientos térmicos con el fin de poder reducir los costes de generación eléctrica a futuro.

¹⁰⁵ Para ampliar información sobre el estado real de la tecnología Fresnel, se puede consultar LERCHENMÜLLER, H.-J., MERTINS, M, MORIN, G., HÄBERLE, A. Et al. "Fresnel-Collectors in Hybrid Solar Thermal Power PLants with High Solar Shares", Proceedings EUROSUN 2004, pp. 1-901, Freiburg, Germany, 2004.

¹⁰⁶ En la tecnología Fresnel los colectores trabajan con espejos planos de bajo coste que están disponibles en todo el mundo. En vez de aceite térmico, lo que fluye por el tubo absorbedor es agua. Se calienta a 450 grados centígrados y genera la energía de la turbina de vapor sin ningún tipo de retardo. No hace falta la fase de intercambio de calor, que requiere gran cantidad de energía y genera costes elevados. Asimismo, las centrales Fresnel son extremadamente resistentes al viento, por lo que no requieren de cimientos complejos, y son fáciles de mantener. Otro factor no menos importante es que solamente necesitan alrededor de dos tercios de la superficie requerida por una central con colectores cilindro-parabólicos de la misma capacidad. En sus aplicaciones comerciales, se esperan menores costes de inversión, lo que significa que la energía solar puede ser generada con un coste mucho menor a pesar del menor rendimiento. Esto también permite una amortización más rápida.

4.4. Otras características específicas de los desarrollos tecnológicos en el campo termosolar.

4.4.1. Madurez tecnológica de los desarrollos termosolares.

Tal y como se apunta en párrafos anteriores, existen dos tecnologías que están claramente diferenciadas por su grado de madurez comercial e industrial: la de concentración cilindro-parabólica y la de torre central.

La primera tiene un grado de madurez tecnológica bastante alto, ya que es la única tecnología que cuenta con potencia instalada en funcionamiento constante (354 MW en las plantas SEGS¹⁰⁷ en California, operando desde mediados de los años 80).

Es pues una tecnología madura de aplicación inmediata. De hecho, en la actualidad, y en España, existen proyectos conceptualmente muy similares a los que se encuentran en operación en California. Partiendo de las lecciones aprendidas en las plantas SEGS y algunos desarrollos prototípicos adicionales¹⁰⁸, desde entonces se han desarrollado proyectos cilindro parabólicos de última generación que incluyen sistemas de almacenamiento térmico.

Estos sistemas consisten en el calentamiento de sales hasta una temperatura cercana a los 500°C. Estas sales –en su formulación muy parecida a los abonos agrícolas con base de nitratos- tienen una gran inercia térmica, lo que supone que una vez llevados a esas altas temperaturas, conservan muy bien el calor acumulado, lo que permite poder seguir generando electricidad entre 7 – 15 horas después de la puesta de sol.

En este sentido, son muy interesantes los proyectos con almacenamiento térmico Andasol 1 y 2, cada uno de 50 MW y con almacenamiento de sales, que se encuentran en distintas fases. Andasol 1 es la primera planta solar cilindro parabólico con almacenamiento de

¹⁰⁷ En el desierto del Mojave, California (USA), hay 9 centrales SEGS (*Solar Electric Generating Station*), que forman la mayor instalación solar del planeta. Las hay entre 14 MWe y 80 MWe, y su capacidad total es de 354 MWe. Son centrales híbridas, esto es, que producen electricidad a partir de la energía solar y de combustible fósil.

¹⁰⁸ Solar Two fue una planta situada en Barstow, California, USA (1996-1999). Utilizó parte de la infraestructura de Solar One (Torre, heliostatos, etc.). Su receptor de sales fundidas, generaba 10 MW eléctricos con 71.500 m² de campo solar. En el año 2002, ninguna de las centrales, ni Solar One ni Solar Two seguían en funcionamiento.

sales que ha entrado en operación en el mundo. Su operación de forma continuada comenzó en el segundo semestre del año 2009.

La segunda tecnología, de torre central con helióstatos, está en un grado de desarrollo tecnológico algo inferior, aunque también cuenta con proyectos de torre lanzados a nivel industrial¹⁰⁹. Esta tecnología fue desarrollada en las dos últimas décadas del siglo pasado con diferentes proyectos en distintos países.

No obstante, ya se encuentra en servicio la central solar termoeléctrica PS-10, promovida por Abengoa, que tiene una potencia de 10Mw y se encuentra emplazada en Sanlúcar la Mayor, en la provincia de Sevilla. Al margen de este desarrollo de la PS-10 (10 MW de potencia nominal sin almacenamiento), también se encuentra operativo otro proyecto de torre central, el proyecto PS-20 (20 MW de potencia nominal sin almacenamiento) liderado también por Abengoa.

En construcción avanzada se encuentra el proyecto Gemasolar (17 MW de potencia nominal con almacenamiento de sales) liderado por Sener Ingeniería y Sistemas. Estos tres últimos proyectos constituyen la vanguardia tecnológica mundial en tecnologías de torre central y están los tres situados en el Sur de España¹¹⁰.

Ambas tecnologías presentan ventajas e inconvenientes: los costes de inversión son más bajos en la tecnología de colectores cilindro - parabólicos que en la de torre con helióstatos, tal como se pone de manifiesto en la tabla anterior.

En el caso de que las plantas, en cualquiera de sus versiones técnicas, tengan un sistema de almacenamiento de sales, el ratio de inversión por megavatio pierde todo el sentido del mundo, y el ratio relevante sería el de inversión por megavatio producido, ya que el almacenamiento de sales dispara de forma exponencial los valores de producción de las

¹⁰⁹ Actualmente hay dos empresas de ingeniería en el mundo que han financiado y construido plantas de torre central. Abengoa que ha construido las plantas PS10 y PS20 y Sener Ingeniería y Sistemas que ha lanzado el proyecto Gemasolar, la primera planta de torre central con almacenamiento de sales del mundo operando industrialmente.

¹¹⁰ De hecho, sobre los diseños de las plantas de torre en construcción y construidas, se han proyectado innovaciones adicionales relativas al uso del aire comprimido y receptores centrales de gas. Se cree que con el desarrollo a escala industrial de estas soluciones, el coste de generación eléctrica será significativamente inferior al actual. Para ampliar información se puede consultar el informe de ECOSTAR. "European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping. Roadmap Document". Ed. Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt e. V. Bruselas. Bélgica. Noviembre 2004. 144 páginas.

plantas a pesar de que la potencia nominal de la planta pueda ser la misma que sin el almacenamiento.

Como contrapartida, el rendimiento de una instalación de torre central con helióstatos es superior al de colectores cilindro - parabólicos, debido sobre todo a una mayor temperatura de operación del vapor de alta presión (en la tecnología de colectores cilindro – parabólicos, la temperatura del vapor está limitada a unos 380 ° C por ser de 390 – 400 ° C la temperatura del aceite de intercambio térmico, que, a mayores temperaturas se degrada rápidamente y acaba desintegrándose hasta perder sus propiedades).

Por el contrario, tal y como hemos señalado en párrafos anteriores, el vapor en el caso de la torre central se puede calentar hasta temperaturas de entre 500°C y 600°C, lo que supone posteriormente una mejora notable del rendimiento del ciclo termodinámico. Mayor calor implica mayor capacidad para calentar las sales que pueden con su inercia térmica, permanecer calientes muchas más horas (hasta 15 horas frente a las 7,5 horas de almacenamiento de cilindro-parabólica).

Gráfico IV.5. Central solar termoeléctrica de torre con helióstatos.



Fuente: Solar Two in Daggett, CA. Planta solar de 10 Mw.

En la tecnología de torre central con helióstatos es posible operar a temperaturas de 500° C, e incluso superiores, porque se emplean sales cuya resistencia al calor es mayor que el aceite térmico. Por ello, para un emplazamiento dado y con la misma potencia nominal de la planta, se obtiene mayor producción anual si se instala una planta de torre central con helióstatos que si se instala una de colectores cilindro-parabólicos¹¹¹.

Cualquiera de las dos tecnologías son consumidoras de agua, ya que tanto para la reposición del ciclo termodinámico como para la refrigeración del escape de la turbina de vapor y otros servicios, se requiere agua. Para el caso más habitual, que es que se instale un sistema de refrigeración con torre en circuito cerrado, el consumo anual

¹¹¹ Hay interesantes estudios sobre mejoras propuestas sobre el concepto de torre. Como botón de muestra, se puede consultar los trabajos de EPSTEIN M, LIEBERMANN D., ROSH M, SHOR A. J, "Solar testing of 2 MW (th) water/steam receiver at the Weizmann Institute solar tower", Solar Energy Materials, Vol. 24, pp. 265-278, 1991; GRASSE W., "PHOEBUS- international 30 MWe solar tower plant", Solar Energy Materials 24, 82-94, 1991; HAEGER M., "Phoebus technology program: Solar Air Receiver (TSA)", PSA Tech. Report: PSA-TR02/94, July 1994; HOFFSCHMIDT B., SCHWARZBÖZL P., KOLL G., FERNÁNDEZ V. "Design of the PS10 Solar Tower Power Plant". Proc. ISES Solar World Congress, Göteborg, Sweden, June 2003. ISBN: 91-631-4740-8, 2003; KELLY, B., SINGH, M. "Summary of the Final Design for the 10 MWe Solar Two Central Receiver Project," Solar Engineering: ASME, Vol. 1, p. 575, 1995; KOLB G.J., "Economic evaluation of solar-only and hybrid power towers using molten-salt technology", Solar Energy, 62 (1), 51-61, 1998; NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecast". Ed. Midwest Research Institute. Golden. Colorado (USA). October 2003. 145 pages; PACHECO, J. E., H. E. REILLY, G. J. KOLB, C. E. TYNER (2000), "Summary of the Solar Two Test and Evaluation Program". pp.1-11, Proceeding of the Renewable Energy for the New Millennium, Sydney, Australia, March 8-10, 2000; ROMERO M., BUCK R., PACHECO J.E., "An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies.", Int. J. Solar Energy Eng., Vol. 124, pp. 98-108, 2002; ROMERO M., MARCOS M.J., OSUNA R. and FERNÁNDEZ V., "Design and Implementation Plan of a 10 MW Solar Tower Power Plant based on Volumetric-Air Technology in Seville (Spain)". SOLAR ENGINEERING 2000- Proceedings of the ASME International Solar Energy Conference, Madison, Wisconsin. Ed.: J.D. Pacheco and M.D. Thornbloom, ASME, New York, ISBN: 0791818799, June 16-21, 2000; ROMERO M., V. FERNÁNDEZ, M. SÁNCHEZ, "Optimization and performance of an optically asymmetrical heliostat field", J. Phys. IV France, 9, Pr3-71-76, 1999; SARGENT, LUNDY et al., "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts" SL-5641, Chicago, IL, USA, May 2003; SCHMITZ-GOEB M, KEINTZEL G., "The Phoebus solar power tower", In Proceedings of the 1997 ASME Int. Solar Energy Conf., 27-30 April, 1997, Washington D.C., Ed. D.E. Claridge and J.E. Pacheco, pp. 47-53, 1997; ZAVOICO, A. B., W. R. GOULD, B. D. KELLY, I. GRIMALDI, C. DELGADO, "Solar Power Tower (SPT) Design Innovations to Improve Reliability and Performance – Reducing Technical Risk and Cost" Proceedings of Forum 2001 conference, Washington, DC, USA, April 21-25, 2001; KELLY, B., SINGH, M. "Summary of the Final Design for the 10 MWe Solar Two Central Receiver Project," Solar Engineering: ASME, Vol. 1, p. 575, 1995; KOLB G.J., "Economic evaluation of solar-only and hybrid power towers using molten-salt technology", Solar Energy, 62 (1), 51-61, 1998

de una central de 50 MW es de aproximadamente 1 Hm³/año. Estas necesidades se reducen a casi la mitad en el caso de un proyecto de torre central.

4.4.2.- Tamaño de las instalaciones.

Por las características técnicas de cualquiera de las dos tecnologías, el factor de economía de escala es importante para reducir la inversión específica al mínimo que sea compatible con el tamaño de planta que la tecnología admite. Esto implica que las instalaciones más interesantes son las de mayor potencia posible. Dado que el límite superior obligatorio de las instalaciones comprendidas en el Régimen Especial¹¹² en España es de 50 MW, ésta es la potencia recomendable para estas instalaciones, ya que constituye la mayor economía de escala posible con la retribución y características propias del citado Régimen.

Este límite de potencia de 50 MW es el que se utiliza en España para las instalaciones de colectores cilíndrico-parabólicos, ya que por su carácter modular no existe límite tecnológico alguno. De hecho, en algunos concursos internacionales no se establece limitación de potencia máxima y se ha escalado la planta a niveles superiores¹¹³.

En el caso de las instalaciones de torre con helióstatos, ocurre algo similar, en el sentido de que la potencia se ve limitada por los conceptos regulatorios comentados anteriormente, ya que la máxima potencia unitaria de una central de torre con helióstatos no tiene por qué estar limitada a 25 o 50 MW.

4.4.3. Limitaciones tecnológicas de los proyectos de torre central.

En una central de torre con helióstatos la superficie reflectante de cada helióstato suele estar comprendida entre 20 y 150 m².

La posición del helióstato respecto al receptor en los desarrollos iniciales era fija, lo que suponía que el haz de rayos que reflejaba el helióstato hacia el receptor debía tener de igual forma una posición fija si se traba de un helióstato plano. Como la posición del Sol es variable, el ángulo formado por el haz de rayos incidente y el haz de rayos reflejado deberá ser optimizado para cada helióstato teniendo en cuenta las diferencias de posición anuales del Sol, de modo que los helióstatos

¹¹² REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

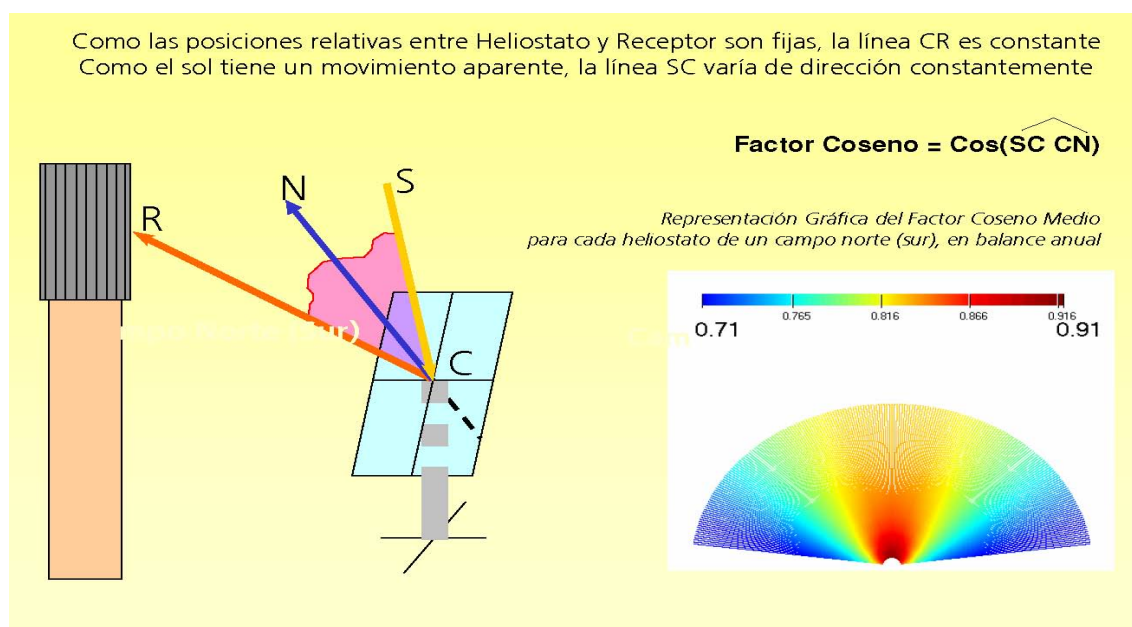
¹¹³ Sirva como botón de muestra el proyecto Shams I, cuya potencia nominal según los RFQs (*request for quotations*) lanzados internacionalmente es de 100 Mw.

deben ser situados en posiciones donde la superficie efectiva de captación anual sea la mayor. Este efecto, llamado factor coseno, es una primera limitación a la eficiencia del sistema heliostatos en la torre.

Los efectos de sombras y bloqueos entre heliostatos contiguos deben ser evitados para mantener una eficiencia adecuada. Esta circunstancia y el hecho de que, al ser constante el tamaño de los heliostatos y que la línea del haz de rayos reflejada es tanto más horizontal cuando el heliostato se sitúa más lejos del receptor, resulta que las sombras y bloqueos aumentarían con la distancia del heliostato al receptor.

Uno de los factores de éxito clave en una instalación de torre central reside en la optimización del campo solar, ya que el ciclo termodinámico y la isla de potencia son algo común y compartido con otros activos de generación. Por ello, en la operación de una planta de torre central, una de las claves es la gestión adecuada de los "actuadores". Estos son los mecanismos que sirven para orientar los heliostatos hacia el sol, buscando siempre la mejor orientación posible. Es clave este equipo porque de su precisión de apunte depende en gran medida el rendimiento del campo solar, ya que un heliostato mal orientado es una inversión sin retorno, ya que la irradiación concentrada se pierde sin ningún tipo de aprovechamiento.

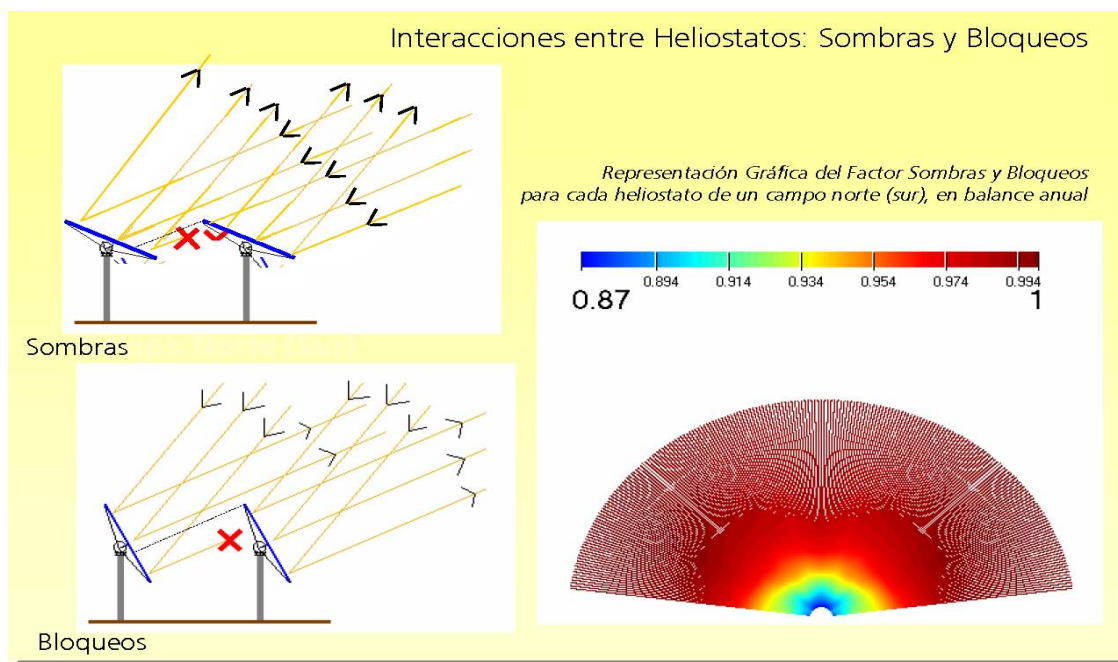
Gráfico IV.6. Esquema representativo del factor coseno.



Fuente: Sener Ingeniería y Sistemas

De hecho, para evitar este incremento de sombras y bloqueos, la distancia entre filas de helióstatos debe ser cada vez mayor según los helióstatos se separan del receptor.

Gráfico IV.7. Sombras y bloqueos entre helióstatos.



Fuente: Sener Ingeniería y Sistemas

Además, la precisión en el apunte es limitada y disminuye con la distancia al receptor. La distancia al receptor hace que, además, la imagen reflejada del Sol aumente con la distancia del helióstato al receptor. Ambas circunstancias se denominan efecto "spillage". Además hay que tener en cuenta el efecto de las pérdidas por la condición atmosférica.

El receptor puede ser de tipo volumétrico o de superficie. Los de tipo volumétrico son de cavidad y constituyen una "trampa" para la radiación. Los de superficie o tubos pueden ser cilíndricos externos a la torre, que permiten un campo solar casi circular rodeando a la torre. Cada tipo de receptor configura un campo de helióstatos distinto.

En resumen, la potencia producida por una central de torre con helióstatos estará definida básicamente en cada momento por el número de helióstatos, la superficie reflectiva de cada unidad y la geometría general de la planta. La posibilidad de construir una planta con un número ilimitado de helióstatos, cada vez más alejados del

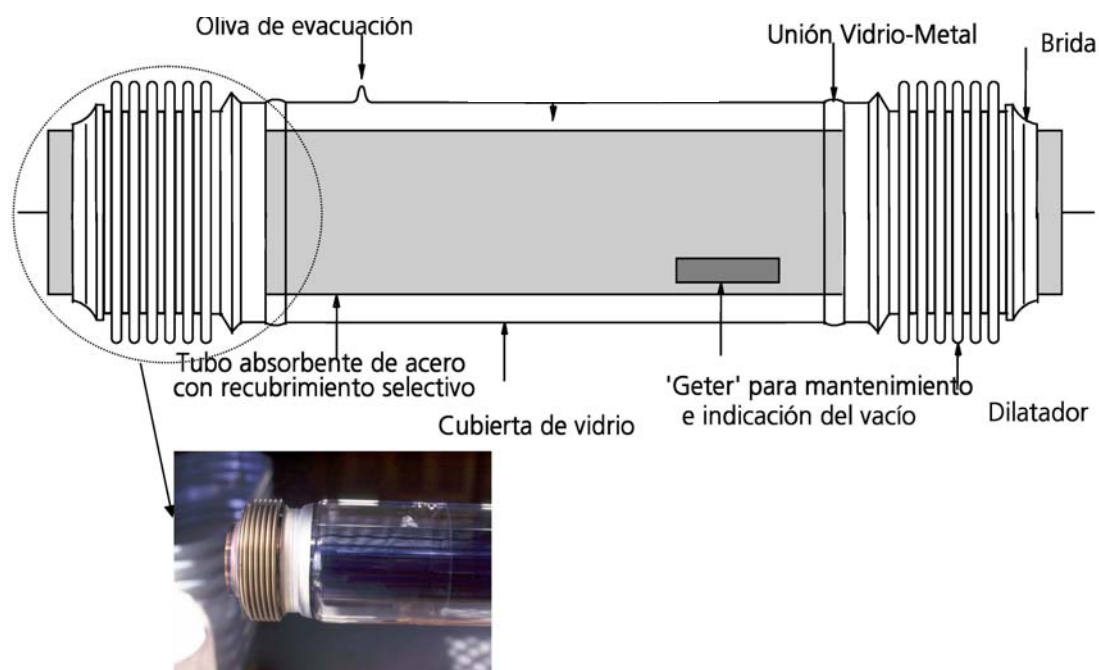
receptor, resulta, en la práctica, una limitación de la potencia y tamaño de la instalación.

4.4.4. Limitaciones tecnológicas de los proyectos cilindro – parabólicos.

Si la principal limitación al desarrollo de las centrales de torre con colector es la limitación de la potencia unitaria de las instalaciones y las limitaciones geométricas y de diseño de los helióstatos inherentes a este tipo de instalaciones, nada parecido ocurre en el caso de las centrales con colectores cilindro – parabólicos.

El carácter modular de estas instalaciones hace que se pueda alcanzar la potencia que se desee sólo con aumentar el número de colectores. La limitación de potencia en este tipo de plantas se ha establecido en España por motivos económicos, ya que la legislación española, que limita la potencia de las instalaciones del Régimen Especial a igual o menor de 50 MW, retribuye atractivamente a la energía solar termoeléctrica solo en dicho régimen.

Gráfico IV.8. Tubo absorbedor de un colector cilindro – parabólico.



Fuente: Schott

Una central con colectores cilindro – parabólicos de 50 MW requiere, dependiendo de diversas consideraciones, una superficie de entre 180 y 250 Has. Evidentemente no es fácil encontrar terrenos planos con estas dimensiones o mayores, pero no es menos cierto que existen terrenos de

500 Has y mayores que cumplen con los requisitos y permitirían mayores potencias que las que se limitan en la regulación tarifaria.

Por tanto, cabe afirmar que económicamente, de manera efectiva, la limitación de las plantas de colectores cilindro-parabólicos a 50 MW está exclusivamente motivada por la retribución fijada en la legislación y no por consideraciones técnicas.

Las limitaciones técnicas más relevantes en el desarrollo de las plantas de colectores cilindro – parabólicos estarían relacionadas con el propio aceite térmico y los tubos absorbedores de calor. El aceite térmico es un producto sintético del que existe una capacidad de producción limitada, lo que está condicionando el desarrollo de nuevas plantas.

Con todo, ésta es una limitación comercial que desaparecerá cuando la demanda del producto vaya creciendo y justificando el incremento de la capacidad de producción.

Además, la degradación del aceite con el tiempo y, sobre todo, con las altas temperaturas suponen una limitación efectiva, ya que fuerza a disponer de vapor saturado, o ligeramente sobrecalentado, y a temperatura de entre 370 y 380 ° C, lo que supone un escaso rendimiento del ciclo termodinámico y, por tanto, del conjunto de la instalación, dificultando la viabilidad económica de la misma.

Se podría mejorar este aspecto si se pudiera prescindir del aceite térmico como fluido intermedio y conseguir evaporación directa del agua, evitando así el límite de temperatura del vapor. Algunos de los proyectos más relevantes de investigación están actualmente a nivel internacional explorando esta posibilidad, y en paralelo, investigando la posibilidad de encontrar fluidos alternativos a las sales, que han experimentado recientemente un considerable extra-coste¹¹⁴.

¹¹⁴ Para ampliar información sobre la potencialidad de la tecnología cilindro parabólica en combinación con los sistemas de almacenamiento térmico, se pueden consultar los trabajos de MOENS, L., BLAKE D.M., RUDNICKI D.L., HALE M.J.: "Advanced thermal storage fluids for parabolic trough systems". Proceedings of the National Solar Energy Conference, Solar 2002, Reno/Sparks, Nevada, June 2002; NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. "Economic, Energy and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California". Ed. Midwest Research Institute. Golden. Colorado (USA). April 2006. 41 pages; PACHECO, J.E, SHOWALTER S.K., KOLB, W.J.: Development of a Molten-Salt Thermocline Thermal Storage System for Parabolic Trough Plants. Journal of Solar Energy Eng., Vol. 124, pp. 153-159, 2002; RUIZ HERNANDEZ, V. et al. "Instalaciones Solares Térmicas". Solarpraxis Ag. 2004. Pags. 306. ISBN: 3-934595-30-8; SCHILLINGS, C., TRIEB, F., MED-CSP Study, Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, DLR, Final Report to be published in February 2005; SILVA M., BLANCO M., RUIZ V., "Integration of solar thermal energy in a conventional power plant: The COLON SOLAR project", Journal de Physique IV, Symposium Series, 9, Pr3-189-194,

Por desgracia, la evaporación en tubos horizontales, o con solo ligera pendiente, es un problema técnico no resuelto. Las investigaciones que se vienen realizando en este sentido parece que a medio plazo conducirán, si se mantiene el ritmo de inversiones en I+D, a una solución del problema.

Uno de los tópicos más señalados como cuellos de botella para el crecimiento de las plantas cilindro parabólicas es sin duda la disponibilidad de tubos de absorción.

El tubo, que se sitúa en la línea focal del colector, se compone de varios tramos, embridados, tubos metálicos dotados de elementos para compensar la dilatación del metal en sus extremos y envueltos cada tramo en una ampolla de vidrio dentro de la cual, rodeando al tubo metálico, se ha hecho el vacío.

Gráfico IV.9. Campo solar en una central cilindro - parabólica



Fuente: ACS / Cobra. Central Andasol

1999; TAMME R., LAING D., STEINMANN W.-D.: Advanced Thermal Energy Storage Technology for Parabolic Trough, Proceedings of the 2003 International Solar Energy Conference, Hawaii, 15-18; ZARZA, E. "Generación Directa de Vapor con Colectores Solares Cilindro Parabólicos. Proyecto Direct Solar Steam (DISS)", Chapter 2, ISBN:84-7834-472-1, CIEMAT, Madrid, 2004; ZARZA, E.; VALENZUELA, L.; LEÓN, J.; HENNECKE, K.; ECK, M.; WEYERS et al. "DISS-phase II Project. Final Project Report". ISBN: 84-7834-427-6, CIEMAT, Madrid, 2002.

La necesidad de disponer de elementos para compensar las dilataciones viene obligada por la longitud de los colectores y el elevado salto de temperatura del metal desde frío hasta las condiciones de operación.

La ampolla de vidrio se realiza para mantener vacío en torno al tubo metálico y mejorar las condiciones de transmisión del calor.

Las frecuentes roturas de tubos son debidas a los problemas de la dilatación térmica y a la pérdida de vacío y posterior rotura del tubo debido a los vapores de aceite que, inevitablemente, escapan en ocasiones del interior del tubo a la zona de vacío.

4.5. Disponibilidad de las instalaciones.

Además del elevado coste de la generación de electricidad en centrales solares termoelectricas, otro problema importante de estas instalaciones es la disponibilidad y "gestionabilidad" de la instalación.

Cualquier instalación industrial tiene una determinada disponibilidad. En una central térmica, la disponibilidad anual de la misma se puede definir como el cociente entre la energía neta generada en el año y, como denominador, el producto entre la potencia neta nominal de la instalación multiplicado por 8.760, que son las horas del año.

Para tener en cuenta la realidad del mercado, disponibilidad real se define de manera similar pero introduciendo en el numerador la suma entre la energía neta generada y la que la central estuvo dispuesta para generar pero no le fue requerida por el mercado debido a falta de demanda o a consideraciones económicas o de otro tipo.

Por tanto, una instalación se dice que está disponible cuando está produciendo electricidad o está dispuesta para hacerlo a requerimiento del operador. En caso contrario se dice que la instalación está indisponible. El lector puede comprender que el problema es más amplio ya que existe todo un abanico de situaciones operacionales que dan lugar a disponibilidades e indisponibilidades parciales.

En particular las indisponibilidades de cualquier central se clasifican como programadas y no programadas.

Las indisponibilidades programadas o previstas son las paradas de la instalación para realizar grandes revisiones o pequeñas reparaciones o

inspecciones que han sido previstas y programadas de antemano y comunicadas en tiempo y forma al operador del mercado para que éste pueda tenerlo en cuenta de cara a cubrir la demanda con otras instalaciones. Las indisponibilidades no programadas afectan a cualquier instalación y son causadas por averías imprevistas.

Cualquier instalación tiene estas indisponibilidades, pero las energías renovables presentan, adicionalmente, una serie de indisponibilidades debidas precisamente a su carácter de renovables. Piénsese en la energía hidroeléctrica y las sequías.

En el caso de las centrales solares termoeléctricas hay dos causas adicionales de indisponibilidad.

La primera es debida a que, además de que durante la noche no es posible generar por falta de radiación solar, durante el día la radiación solar es variable y presenta un máximo durante una hora en un día del año y el resto del tiempo se mueve en valores menores.

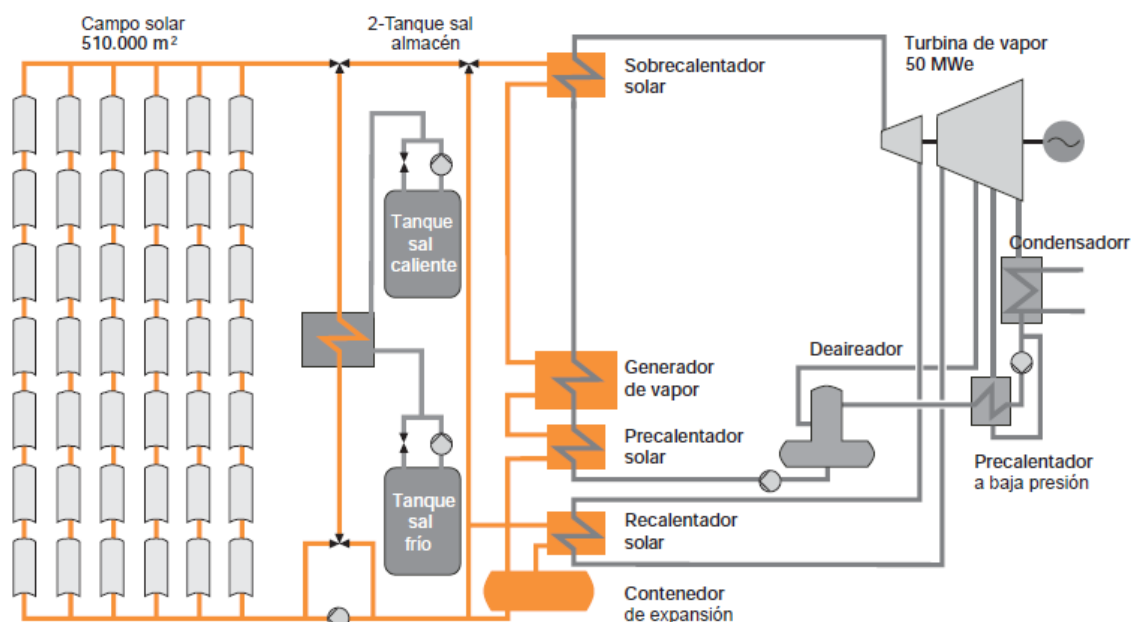
La segunda causa de indisponibilidad adicional radica en que la meteorología no es una ciencia exacta, por lo cual, la nubosidad más o menos prevista o previsible, puede adelantarse o retrasarse, haciendo inútiles las previsiones de producción de la central realizadas en tiempo y hora al operador del mercado, lo que dificulta la planificación de éste y le obliga a modificar sobre la marcha sus previsiones.

Si se entiende como “gestionabilidad” de una central a la capacidad de la misma para seguir las instrucciones del operador del mercado o, desde otro punto de vista, la confianza que puede tener el operador del mercado en la disponibilidad total o parcial de una instalación, hay que convenir que, las centrales solares termoeléctricas, son menos “gestionables” que otros tipos de centrales (nucleares, térmicas, etc.).

Ahora bien, si la comparación la realizamos con el resto de tecnologías disponibles dentro del campo de las renovables, entonces la conclusión no deja mucho lugar para las dudas: la termosolar es mucho más gestionable, especialmente si le añadimos como veremos más adelante el componente del sistema de almacenamiento.

La pregunta que cabe hacerse entonces es cómo funciona técnicamente esa solución que contribuye a mejorar la “gestionabilidad” de las centrales solares termoeléctricas.

Gráfico IV.10. Esquema de central con almacenamiento. Andasol I.



Fuente: ACS / Cobra

Para mejorar la disponibilidad y la “gestionabilidad” de las centrales solares termoeléctricas aumentando el número de horas al día en que se genera electricidad a la potencia nominal, se dota a la instalación de un sistema de almacenamiento de calor en base a unos tanques de sales fundidas que almacenan el calor excedente en determinados momentos del día para utilizarlo en otros¹¹⁵.

Estos sistemas permiten aumentar la generación de electricidad manteniendo durante un determinado número de horas al día la producción a plena carga. Se puede instalar un sistema para conseguir hasta como máximo 15 horas adicionales¹¹⁶ de operación al día, si bien es más normal instalar un sistema de almacenamiento de calor mediante sales fundidas con capacidades en el entorno de la 7 horas diarias¹¹⁷. Este tipo de sistemas permite a las centrales solares

¹¹⁵ Para más detalle de la configuración técnica del proyecto cilindro parabólico se puede consultar ARINGHOFF, R.; BRAKMANN, G.; GEYER, M.; & TESKE, S. “Concentrated Solar Thermal Power. Exploiting the heat from the sun to combat climate change”. Ed. Greenpeace International. Amsterdam. Holanda. Octubre 2005.

¹¹⁶ Este es por ejemplo el caso de la planta pionera a nivel mundial desarrollada por Torresol Energy Investment (60% Sener, 40% Masdar) denominada “Gemasolar”. Es una planta de torre central de 17 Mw con un sistema de almacenamiento de sales que les permite un almacenamiento de hasta 15 horas.

¹¹⁷ Actualmente, todas las plantas construidas por el consorcio ACS/Cobra – Sener son de este tipo. Plantas cilindro parabólicas de 50 Mw con almacenamiento de sales de

termoeléctricas pasar de una utilización en el entorno de las 2.000 horas equivalentes a plena carga (hepc) al año a valores en el entorno de las 3.700 hepc/año.

Ya se comprende que este tipo de sistemas de almacenamiento requiere sobredimensionar claramente el campo solar y renunciar a producir en determinados momentos toda la energía que podría producirse. En resumen, la utilización y la capacidad que se establezca para el sistema de almacenamiento de calor debe ser objeto de un severo estudio de viabilidad técnico – económica. En las entrevistas que hemos mantenido con los diversos expertos sectoriales, claramente señalan que el diseño futuro de las plantas solares incluirá en mayor o menor medida un sistema de almacenamiento, ya que ello contribuye de forma significativa a incrementar la rentabilidad de los proyectos de inversión, así como a mejorar de forma notable la “gestionabilidad” de las plantas, lo cual es una etiqueta de singularidad frente a otros desarrollos en el campo de las renovables.

Adicionalmente, para que este tipo de centrales pueda cumplir adecuadamente con las previsiones adelantadas al mercado sin causar un perjuicio notable al mismo, la legislación permite generar hasta un 15%¹¹⁸ de la producción anual quemando gas natural en una caldera convencional para sustituir al calor aportado por la radiación solar sin que se altere la retribución prevista para estas plantas en el Régimen Especial. Además este sistema permite generar el calor requerido por la planta durante las paradas, evitando la congelación del aceite térmico o la solidificación del almacenamiento mediante sales fundidas.

4.6.- Otros aspectos del diseño de centrales de colectores cilindro – parabólicos.

4.6.1.- Aspectos generales del diseño de planta.

La tecnología de colectores cilindro parabólicos está ampliamente demostrada a través de las nueve plantas solares termoeléctricas existentes en California, denominadas SEGS I-IX (*Solar Electric Generating System*) que acumulan una potencia total instalada de 354 MW.

hasta 7 horas diarias. A este patrón se justan las plantas Andasol 1, Andasol 2, Extresol 1, Extresol 2, Manchasol 1, Manchasol 2, Valle 1 y Valle 2.

¹¹⁸ Según el RD 661/2007 de 25 de mayo, este consumo máximo del 15% aplica a todas aquellas plantas termosolares que opten por el sistema de retribución de mercado (precio del pool eléctrico + incentivos). Si se optara por un régimen retributivo de tarifa fija, entonces el consumo máximo de gas estaría limitado al 12%.

Estas nueve plantas SEGS en California han marcado durante sus más de 110 años acumulados de operación un altísimo estándar de seguridad laboral y medioambiental: no ha habido ningún accidente laboral grave, ni ningún daño al medioambiente.

En España se ha comprobado la seguridad técnica de los colectores cilindro -parabólicos en la Plataforma Solar de Almería (PSA) durante los últimos 20 años.

La disponibilidad de los campos solares en las plantas SEGS en California ha superado constantemente el 99 % desde 1995. Las roturas anuales de los reflectores se han reducido a menos del 1% y las roturas de las envolventes de vidrio de los tubos absorbedores no llegan al 3%.

El sistema de almacenamiento térmico se basa en tanques convencionales conteniendo sales fundidas a baja presión y se diseñan aplicando todas las normas nacionales y europeas exigibles a tanques de esta clase incluyendo todos los equipos auxiliares relacionados. El circuito de transferencia de calor es un circuito de presión media. Se trata de diseños, equipos y sistemas ampliamente probados y utilizados durante muchos años. Lo mismo puede señalarse del generador eléctrico y todos los equipos de transformación y de conexión eléctrica que también son similares a equipos de plantas convencionales y siguen las normas de seguridad vigentes.

La idea de insistir en el hecho de que se trata siempre de equipos muy probados en otras instalaciones es absolutamente clave para la viabilidad de la financiación de un proyecto de esta naturaleza, ya que de no ser así, el *due diligence* técnico que realizaría el asesor de las entidades financieras, pondría en evidencia el carácter prototípico de la instalación y esto dificultaría enormemente la financiación con niveles de endeudamiento atractivos para los accionistas. De ahí que hayamos insistido en el hecho de que las plantas termosolares (cilindro-parabólicas y torre) son plantas nuevas pero construidas a partir de equipos y sistemas ampliamente conocidas por la industria.

4.6.2. El campo solar y el sistema de almacenamiento de calor.

El conjunto de los colectores que constituyen el campo solar de una central de colectores cilindro - parabólicos se controla desde la sala de control por un ordenador central. El sistema de control recibe instrucciones del operador y las expide como instrucciones globales al campo en su conjunto e instrucciones específicas a los lazos individuales. Arranca el campo solar durante el día, cuando el tiempo y la disponibilidad de la planta lo permiten, y lo pone en posición de

reposo por la noche o durante vientos violentos¹¹⁹.

Para continuar la operación de la planta en horas de radiación solar reducida y después de la puesta del sol, se instala el sistema de almacenamiento térmico. Una parte de la energía solar acumulada durante el día será almacenada para ser utilizada después de la puesta del sol. El medio de almacenamiento habitualmente son sales fundidas, que se consideran un medio de almacenamiento simple, fiable y económico.

Esto permite por ejemplo en el proyecto de Gemasolar ya mencionado en líneas anteriores, que la generación de electricidad en una planta solar durante los meses de verano sea de 24 horas, ya que a la generación por radiación directa del sol hay que sumar las 15 horas de potencial generación por el sistema de almacenamiento. Este es sin duda, un logro absolutamente singular en el campo de la industrialización de las centrales termosolares.

Gráfico IV.11. Apariencia del campo solar en planta cilindro-parabólica



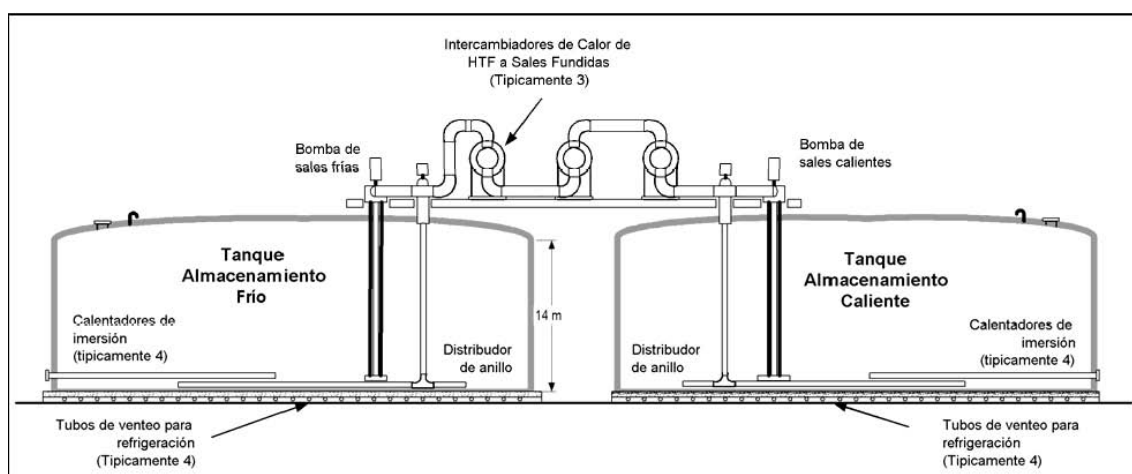
Fuente: Acciona. Planta de Alvarado (Badajoz) de 50 MW. 27/ julio/09.

¹¹⁹ Para más información sobre el funcionamiento de los sistemas de almacenamiento y los sistemas de concentradores se puede consultar BLANCO MURIEL, M. "Análisis energético de sistemas de concentradores". Tesis doctoral. Departamento de Ingeniería energética y mecánica de fluidos. Universidad de Sevilla. 1996.

Se vienen desarrollando investigaciones para encontrar otros sistemas de almacenamiento alternativos más fiables y económicos¹²⁰.

En particular se viene investigando el almacenamiento en rocas y en grandes volúmenes de hormigón, que son opciones muy prometedoras dada la gran inercia térmica de estos materiales. Se trata, en cualquier caso, de investigación básica y a largo plazo, y por tanto, no es de esperar que se produzcan resultados inmediatos¹²¹.

Gráfico IV.12. Tanques de almacenamiento para sales fundidas.



Fuente: Sener Ingeniería y Sistemas

El fluido térmico caliente del campo solar se conduce por un intercambiador de calor, donde cede su energía calorífica a un flujo de sal que proviene del tanque frío. El flujo de sales recibe la energía calorífica del fluido térmico para calentarse y ser acumulado luego en el tanque caliente.

Durante la noche o durante horas de radiación reducida se invierte el proceso de carga y se bombea sal del depósito caliente por el intercambiador de calor, donde la sal devuelve su contenido calorífico al fluido térmico frío. El fluido térmico se calienta para seguir

¹²⁰ Consultar en este sentido el trabajo de BLAKE D.M., MOENS L., RUDNICKI D., PILATH H. "Lifetime of Imidazolium Salts at elevated Temperatures". Proceedings of the ISEC 2004 International Solar Energy Conference, July 2004, Portland Oregon

¹²¹ Se puede consultar en este sentido el trabajo desarrollado en sistemas de almacenamiento por BARTH, D. I., J. E. PACHECO, W. J. KOLB, E. E. RUSH, "Development of a High-Temperature, Long-Shafted, Molten-Salt Pump for Power Tower Applications" submitted to the Transactions of the ASME, Journal of Solar Energy Engineering, and Proceedings of Forum 2001 conference, Washington, DC, USA, April 21-25, 2001.

produciendo vapor de turbina, mientras que la sal enfriada se vuelve a acumular en el tanque frío.

Las mezclas de sales de nitratos son hasta ahora el medio de almacenamiento preferido ya que ofrecen unos parámetros termodinámicos favorables para este uso, con una alta densidad de 1880 kg/m^3 , un calor específico de $1500 \text{ J/kg-}^\circ\text{K}$, muy baja reactividad química y una presión de vapor menor de $0,01 \text{ Pa}$. Básicamente las sales son una mezcla similar a la que se utiliza en los abonos de la agricultura. La cantidad de sales almacenadas en el sistema de almacenamiento alcanzan las 30.000 toneladas.

La baja presión del vapor permite almacenar este tipo de sal hasta los 400°C de operación en tanques atmosféricos que, como es habitual en este tipo de tanques, se montan en la misma obra. Los tanques se fabrican de acero al carbono y tienen las dimensiones necesarias para almacenar cada uno de ellos el total de sales del sistema. Las paredes verticales y las cubiertas de los tanques se aíslan con lana mineral y bloques de silicato de calcio para evitar las pérdidas de calor.

La construcción de la base de los tanques, que tiene que aislar los tanques contra pérdidas de calor al suelo y, al mismo tiempo resistir su peso, se realiza con acero y con materiales para su aislamiento térmico.

Un sistema de tubos paralelos por debajo del tanque de almacenamiento de sales calientes hace circular aire de refrigeración para mantener la temperatura del suelo controlada.

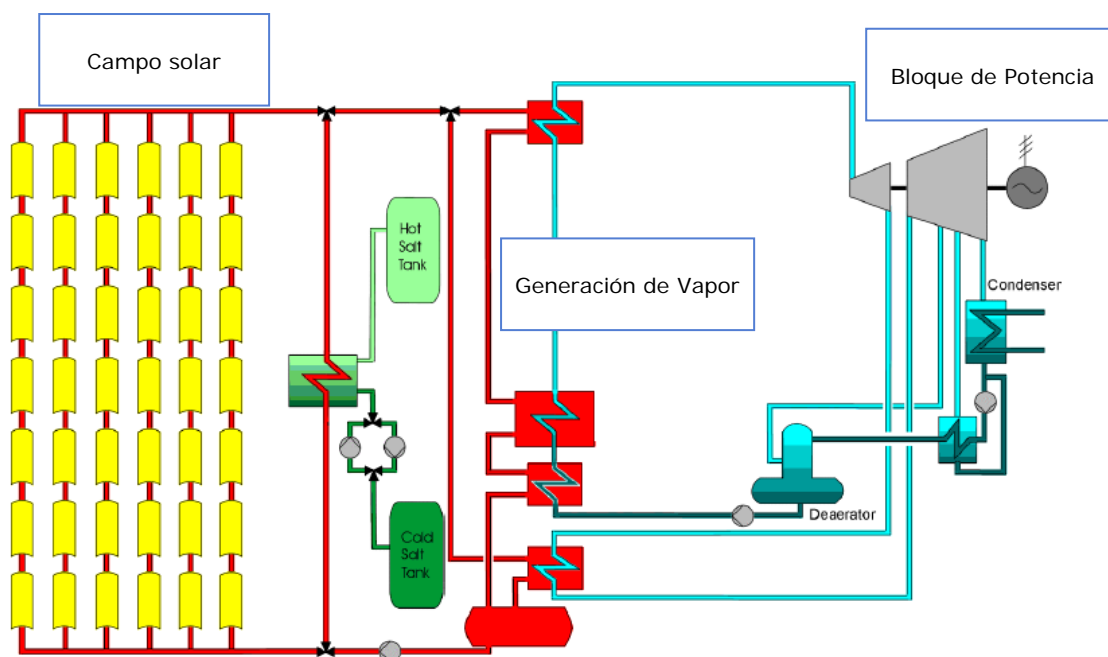
Para evitar la solidificación de las sales de almacenamiento durante los periodos de interrupción de la generación eléctrica, el sistema de almacenamiento dispone de calentadores auxiliares de gas para mantener la temperatura de las sales fundidas.

4.6.3. El sistema de fluido térmico.

El sistema de fluido térmico (ver circuito en rojo en el Gráfico IV.13) es un circuito cerrado. El fluido térmico es una mezcla de aceites sintéticos a la que, opcionalmente, se puede añadir un aditivo anticongelante.

El circuito empieza en el tanque de expansión, que acomoda la expansión térmica del fluido térmico. Un equipo de nitrógeno mantiene una atmósfera inerte en el tanque de expansión. Los gases resultantes de la degradación del fluido térmico se extraen del tanque de expansión por un sistema de evacuación.

Gráfico IV.13. Esquema de central con colectores cilindro – parabólicos.



Fuente: Solar Millennium AG

Las bombas extraen el fluido térmico del tanque de expansión para hacerlos circular por el tubo colector central “frío” y distribuirlo a los lazos paralelos de colectores. Al circular por los colectores, conectados en serie, el fluido térmico se calienta por encima de 390 ° C.

Los diferentes lazos de colectores suministran el fluido térmico caliente al tubo colector central caliente, que lo conduce a los intercambiadores de calor del conjunto de generación de vapor y/o del sistema de almacenamiento.

En el conjunto de generación de vapor, el fluido térmico pasa por los cambiadores en flujo opuesto al flujo del agua/vapor del ciclo de vapor, que también pasa por ellos.

Primero, el fluido térmico pasa por un intercambiador de calor, que sobrecalienta al vapor a las condiciones requeridas para entrar en la turbina. Posteriormente, el fluido térmico pasa por un generador de vapor, donde produce vapor saturado, y un precalentador, donde precalienta el agua de alimentación.

En paralelo a estos dos lazos de intercambiadores de calor se hallan otros dos intercambiadores, que sirven para recalentar el vapor después de salir de la sección de alta presión antes de entrar en la sección de baja presión de la turbina.

La temperatura del fluido térmico se reduce al ceder su energía calorífica al ciclo de vapor.

4.6.4. Descripción técnica del funcionamiento del ciclo de vapor y sus sistemas auxiliares.

El conjunto de generación de vapor incluye dos sobre-calentadores y dos generadores de vapor saturado, diseñados para generar vapor saturado a más de 300 ° C y 100 bares de presión utilizando fluido térmico de casi 390 ° C de temperatura.

El fluido térmico caliente también se conduce a los dos recalentadores paralelos, donde se recalienta el vapor para mejorar el rendimiento de la instalación.

La turbina de vapor es del tipo condensación y consta de un cuerpo de alta presión y otro de baja presión. Está diseñada para admitir vapor de los generadores, alimentados por el campo solar y/o el sistema de almacenamiento.

Desde la salida de la sección de baja presión, el vapor expandido se conduce al condensador. Previamente se extrae vapor de la turbina para calentar y desgasificar el agua antes de mandarlo al conjunto de intercambiadores de calor alimentados por el fluido térmico.

Delante de cada sección de la turbina, un equipo separador de agua extrae cualquier agua condensada durante los períodos de arranque, paradas o emergencias¹²².

En la foto siguiente se puede apreciar en las primeras instalaciones construidas de tecnología cilindro parabólica la integración del campo solar y la isla de potencia.

Las entradas de alta y baja presión vienen equipadas con válvulas de parada, válvulas de control y un filtro de vapor para la protección de la turbina y el control de la admisión de vapor.

El alternador está completamente encapsulado y tiene una potencia nominal en la placa del alternador de 49,9 MW, para no superar los 50 MW que constituyen el límite del Régimen Especial establecido en el RD 661/2007.

¹²² Para más detalle del funcionamiento de estos sistemas se puede consultar BRITISH PETROLEUM. BP SOLAR, "A Technology for Today and Tomorrow". BP Publications. <http://www.bpsolarex.com>

Gráfico IV.14. Conjunto isla de potencia y parte del campo solar.



*Fuente: Kramer Junction Solar Electric Generating Station
(<http://ludb.clui.org/ex/i/CA9679/>)*

La salida del alternador se conecta al transformador principal para convertir la tensión de generación de la energía eléctrica a la tensión de transporte de la misma.

El vapor de escape y de sellado de la turbina se condensa en un condensador de superficie, refrigerado por agua procedente de una torre de refrigeración.

4.7. Conclusiones del capítulo

Las centrales solares termoeléctricas utilizan el calor producido por la radiación solar en un campo colector como foco caliente de un ciclo termodinámico de Rankine.

Excepto por las particularidades del campo solar, la instalación no se diferencia sensiblemente de una central termoeléctrica de combustible fósil convencional. Solamente las presiones y temperaturas del vapor son menores de lo habitual en ese tipo de instalaciones.

Con respecto a la tecnología que se utiliza en el campo solar se pueden realizar las siguientes puntualizaciones:

- La tecnología de colectores cilindro – parabólicos es la más probada, con una notable experiencia de operación¹²³. Por el contrario no parece que vaya a ser fácil una mejora del rendimiento de este tipo de instalaciones ya que, aparentemente, el principal camino para conseguirlo, la eliminación del aceite térmico para evaporar el agua – vapor directamente en los tubos, no parece solucionable a corto plazo en el estado actual de la técnica.
- La tecnología de las plantas de torre central¹²⁴ y helióstatos está menos probada. Los expertos apuntan a que podrá mejorar sus rendimientos considerablemente¹²⁵, aunque será necesaria todavía, una mejora notable del receptor y los sistemas asociados. Uno de los grandes desafíos técnicos para esta tecnología consiste en demostrar que se puede aumentar de forma eficiente el tamaño de las instalaciones por encima de los 25 MW. Sí que puede claramente apuntarse que los expertos sectoriales señalan esta tecnología con almacenamiento de sales como el diseño óptimo técnico-económico de las plantas termosolares a largo plazo.
- La tecnología de colectores tipo Fresnel está menos desarrollada y la de colectores de discos parabólicos asociados a motores Stirling presenta excelentes rendimientos, pero no parece fácil que se desarrolle excepto para algunas aplicaciones puntuales en ubicaciones aisladas. Podríamos por tanto concluir que estos dos desarrollos están aun en una fase mucho más prototípica que las alternativas de los colectores cilindro parabólicos y las plantas de torre.

¹²³ Ver en este sentido COHEN, G. E., KEARNEY D. W., KOLB G. J., "Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Power Plants". SAND99-1290, Albuquerque, New Mexico, USA, June, 1999.COM(2001)264 final

¹²⁴ Es cierto que aunque el conjunto como planta industrial está menos probado, hablamos de equipos y sistemas muy validados técnicamente de forma individual. Se puede consultar para más información BUCK, T. BRAÜNING, T. DENK, M. PFÄNDER, P. SCHWARZBÖZL, F. TÉLLEZ. "Solar-Hybrid Gas Turbine-Based Power Tower Systems (REFOS)". Proceedings of Solar Forum 2001 "Solar Energy: The Power to Choose", April 21-25, 2001, Washington, DC, USA (04/2001)

¹²⁵ En este sentido se expresa por ejemplo CHAVEZ J., KOLB G. and MEINECKE W. "Second Generation Central Receiver Technologies". Eds. M. Becker and P. Klimas. Verlag C.F. Müller Karlsruhe, Germany, 1993

En cualquier caso, las centrales solares termoeléctricas presentan el problema de tener un considerable consumo de agua. Dado que no tiene sentido instalarlas en la costa, puesto que la irradiación solar directa es menor en la proximidad del mar, lo óptimo sería instalarlas en zonas de elevada irradiación que, naturalmente, son claramente deficitarias de agua. Esta es una contradicción que habrá de resolverse en el futuro para conseguir un desarrollo armónico de esta tecnología.

Técnicamente, las plantas termosolares podrían ser refrigeradas prescindiendo del recurso hídrico a través de un sistema de refrigeración por aire, pero claramente esa es una solución que incrementa la inversión del proyecto y por consiguiente baja los rendimientos y la atracción desde el punto de vista del accionista. Aunque no hay ninguna planta operando bajo esas especificaciones técnicas, sí hay ya algunos proyectos sobre plano con refrigeración por aire. Basta con señalar el proyecto "Shams 1" actualmente en fase de promoción en Abu Dhabi (Emiratos Árabes Unidos) bajo el liderazgo de Masdar / Mubadala, entidades de inversión directa del Gobierno de Abu Dhabi.

El conocimiento técnico del funcionamiento de las plantas permitirá de un lado un ejercicio mucho más preciso de modelización financiera, ya que al ser una inversión muy intensiva de capital en las fases iniciales del proyecto, es absolutamente imprescindible entender en qué se está materializando el dinero del accionista.

Adicionalmente, el conocimiento de la tecnología y de sus alternativas es un paso obligado de cara a establecer un adecuado perfil de riesgo de la inversión, ya que como apuntábamos en el Capítulo III de esta tesis, son inversiones ciertamente con riesgo, aunque de una naturaleza y una medición totalmente diferente al riesgo de las inversiones financieras más clásicas. Aquí el principal riesgo de la inversión es regulatorio (a lo que dedicamos el Capítulo V de la tesis) y técnico, de ahí la importancia de profundizar un poco más en el conocimiento de la inversión en este Capítulo IV.

Y por último, y no por ello menos importante, conocer el funcionamiento y por tanto, los riesgos técnicos del proyecto es una tarea obligada a la hora de plantear en los modelos financieros un esquema determinado de financiación. Sólo si las tecnologías, los equipos y los sistemas están muy probados y validados en mercado, podremos acudir a esquemas de financiación a 20 años y con ratios de apalancamiento entre el 70% y el 80%.

CAPÍTULO V: ESTUDIO DE LA REGULACIÓN: ESPAÑA (UE), MENA, Y EEUU

Capítulo V: Estudio de la regulación: España (UE), MENA, y EEUU

5.1. Marco jurídico actual de las renovables y la energía termosolar. El reto de regular para atraer la inversión

5.2 Sistema de tarifas reguladas: España como representante del sistema más desarrollado en el cinturón solar de la Unión Europea

5.2.1 El contexto de la regulación de las energías renovables en la Unión Europea.

5.2.2 Conclusiones de la revisión del marco normativo europeo: mucho ruido y pocas nueces.

5.2.3 La visión española del marco normativo europeo: la regulación de las renovables en España.

5.2.4 Conclusiones de la revisión del marco normativo español: la clave de la estabilidad regulatoria.

5.3 Oriente Medio & Norte de África: como representante de un sistema de acuerdo entre compañías privadas (PPA –power purchase agreement).

5.3.1 Los *PPAs –power purchase agreement*: manda la voluntad de las partes con un nulo apoyo institucional.

5.3.2 El caso específico de la región MENA.

5.3.3 Conclusiones del análisis del sistema de PPA's en la región MENA.

5.4 Sistema mixto de contratos privados (PPAs) complementados con incentivos fiscales y obligaciones normativas: Estados Unidos como representante del sistema mixto.

5.4.1 El refuerzo fiscal y la obligación de generación renovable como refuerzo del contrato privado: el sistema mixto.

5.4.2 El sistema mixto aplicado en EEUU.

5.4.3 Conclusiones acerca del sistema mixto aplicado en EEUU.

5.5 Conclusiones

5. ESTUDIO DE LA REGULACIÓN: ESPAÑA (UE), MENA, Y EEUU

5.1. Marco jurídico actual de las renovables y la energía termosolar. El reto de regular para atraer la inversión

Son varios los sistemas que se han empleado en distintas localizaciones geográficas con el fin de poder establecer un marco regulatorio lo suficientemente atractivo como para atraer la inversión hacia las iniciativas de energías renovables.

El objetivo es claro: se trata de dibujar un marco legal atractivo, estable, sostenible y eficiente que ofrezca la suficiente rentabilidad al dinero inversor con un adecuado nivel de riesgo y a un coste razonable para el pagador, independientemente de si es el Estado o el consumidor final.

A pesar de que las soluciones adoptadas en cada país tienen una serie de características de marcado carácter local, podemos agrupar los marcos legales y regulatorios en tres grandes grupos:

- Sistema de fijación de tarifas reguladas y garantizadas por el Estado (sistema de *feed-in tariff*)¹²⁶. Este ha sido el sistema más empleado en Europa. Se apoya fundamentalmente en el hecho de fijar una retribución especial para todos los megavatios de origen renovable, distinguiendo en la remuneración la tecnología utilizada. La gran ventaja de este sistema es que el garante último es el Estado –quien regula la tarifa-, quien te permite vender al sistema toda la producción que tu activo sea capaz de generar durante una determinada ventana temporal (típicamente entre los quince y los veinticinco años).
- Sistemas mixtos apoyados en contratos de compraventa directa de la electricidad renovable generada entre el productor y la compañía eléctrica (contrato de *power purchase agreement*) con algunas fuentes adicionales de rentabilidad extraordinaria. Estas fuentes complementarias de rentabilidad suelen tener su origen en la regulación fiscal. Ejemplos de ello son los créditos

¹²⁶ Aunque somos conscientes de la existencia de otros sistemas de remuneración al margen de las tarifas en Europa, lo cierto es que es el sistema más extendido (implantado en dieciocho de los Estados Miembro) y el que hasta ahora ha dado mejores resultados en el Continente Europeo. Se emplean actualmente en Europa cuatro marcos de apoyo diferentes: i) sistemas de tarifas reguladas; ii) los certificados verdes que se utilizan actualmente en Suecia, el Reino Unido, Italia, Bélgica y Polonia; iii) sistemas basados en licitaciones que existen en Irlanda y Francia y iv) los incentivos fiscales que se utilizan exclusivamente en Malta y Finlandia.

fiscales basados en la inversión o producción. Todo ello se refuerza con una obligatoriedad para todas las compañías eléctricas de generar unos porcentajes mínimos de energía renovable. Ejemplo de ello son de igual forma los *Renewable Portfolio Standards* de Estados Unidos.

- Sistemas apoyados exclusivamente en contratos de compraventa directa de la electricidad generada entre el productor y la compañía eléctrica (contrato de *power purchase agreement*) sin ninguna fuente adicional de rentabilidad extraordinaria y sin ninguna obligatoriedad de generación eléctrica renovable. Este es el sistema con menores garantías gubernamentales y con el menor respaldo institucional, ya que todos los atractivos para el dinero descansan exclusivamente en la voluntad de las partes que debe quedar reflejada en un contrato privado. Aquí las garantías de tarifa regulada y la obligatoriedad de compra del megavatio renovable generado se pierden a favor de la libertad de contratación de las partes. Este es el sistema que más se ha empleado en zonas geográficas como Oriente Medio y el Norte de África. En estas zonas se concentran estados con poca estabilidad institucional, por lo que la garantía gubernamental suele servir de poco a los inversores internacionales.

Lo que haremos en los párrafos siguientes será analizar la regulación de tres países como representantes de cada una de estas zonas geográficas, con el fin de entender mejor cada uno de los marcos legales y así entender las razones por las que unos resultan más atractivos que otros a la hora de atraer la inversión y en paralelo, fomentar de forma más exitosa el despegue de las energías renovables.

El objetivo de este Capítulo V no es el realizar un exhaustivo análisis histórico de la evolución de la regulación dónde la haya, sino el de entender con detalle el funcionamiento de los distintos sistemas de regulación de las inversiones en energías renovables. Siempre con el objetivo último de poder modelizar los diferentes casos de negocio de manera adecuada y asignar a los proyectos de inversión los riesgos de forma precisa y concreta.

Por esta razón, se trata con más detalle el caso de aquellas zonas geográficas en las que existe una regulación gubernamental conocida y común para todas las partes, ya que esa es la arena común sobre la que jugarán todos los proyectos de inversión. Para aquellas zonas en las que no existe apoyo institucional, son los contratos privados los que acaban marcando las reglas del juego, por lo que en estos casos, no existe un común denominador para los proyectos puesto que las

negociaciones acaban traducándose en clausulados contractuales *ad hoc* para cada inversión¹²⁷.

5.2 Sistema de tarifas reguladas: España como representante del sistema más desarrollado en el cinturón solar de la Unión Europea

5.2.1 El contexto de la regulación de las energías renovables en la Unión Europea.

España, como miembro de la Unión Europea debe cumplir una serie de objetivos energéticos y medioambientales que implican un fuerte impulso de las energías renovables. Para ello, se ha hecho necesaria una política de fomento de las mismas, optando en nuestro caso por aportar una prima a las tarifas eléctricas y sufragando así el coste adicional de estas energías hasta que consigan mejorar la tecnología y por lo tanto, su eficiencia técnica y económica.

La Unión Europea se ha erigido como uno de los principales actores del panorama internacional en la lucha contra el cambio climático, como bien se refleja en el documento "*Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible*"¹²⁸". Esto implica que los Estados miembros están obligados a seguir políticas concretas enfocadas a disminuir los gases de efecto invernadero, siendo las energías renovables uno de los pilares fundamentales.

En dicho documento se reconoce en cierto modo el fracaso alcanzado en el pasado en ese esfuerzo común para dibujar un marco social, político y económico a largo plazo que sirva de caldo de cultivo ideal para el fomento de las energías renovables de forma homogénea en todos los Estados miembro. Se afirma lo siguiente:

¹²⁷ Para conocer con más detalle las perspectivas de crecimiento de la tecnología termosolar por zonas geográficas específicas, se puede consultar el trabajo de EMERGING ENERGY RESEARCH. "Global Concentrated Solar Power Market and Strategies, 2007-2020". Ed. Emerging Energy Research. Cambridge. USA. Noviembre 2007. 65 páginas. Al igual que en nuestro estudio, en el trabajo anterior se clasifican las zonas geográficas en tres grandes áreas: EEUU, Europa y Resto del Mundo. El análisis propuesto en esta tesis ha preferido identificar de forma individualizada Oriente Medio, por ser esta región la que más potencialidad concentra en términos de recurso solar al margen de EEUU y Europa.

¹²⁸ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible". Propuesta de la Comisión ante el Consejo Europeo de Gotemburgo. Bruselas. Año 2001. Ref. Documento UE: COM (2001) 264 final

"Aunque la Unión Europea dispone de una amplia gama de políticas para tratar los aspectos económicos, ambientales y sociales de la sostenibilidad, la coordinación en su aplicación ha sido insuficiente.

Muy a menudo, las acciones para alcanzar los objetivos de una política impiden avanzar en otras, mientras que las soluciones a los problemas suelen estar en manos de responsables políticos de otros sectores o de otros niveles de gobierno. Así se explican muchas de las tendencias insostenibles a largo plazo. Además, la falta de una perspectiva coherente a largo plazo implica una concentración excesiva en los costes a corto plazo e insuficiente en la posibilidad de alcanzar a largo plazo situaciones en las que todas las partes puedan salir ganando."

De igual modo, en dicho documento se proponen actuaciones a tres niveles para alcanzar la sostenibilidad del modelo de crecimiento europeo:

"Para responder a estos desafíos, la Comisión propone una estrategia comunitaria en tres partes:

1: Una serie de propuestas y recomendaciones transversales con el fin de mejorar la eficacia de la actuación política y de crear las condiciones para el desarrollo sostenible. Esto significa cerciorarse de que las distintas políticas se refuerzan entre sí en lugar de ir en direcciones opuestas.

2: Una serie de objetivos primordiales y medidas específicas a escala comunitaria para responder a los principales retos del desarrollo sostenible en Europa.

3: Pasos para aplicar la estrategia y examinar los avances conseguidos."

En base a estos objetivos fijados a nivel europeo, se han venido desarrollando diversos documentos de trabajo, propuestas, Directivas, y comunicaciones que tratan de profundizar en el establecimiento de una política energética común, con especial atención al apoyo y fomento de las energías renovables. Se analizarán a continuación los documentos más relevantes que configuran el actual marco regulatorio de las energías renovables en Europa y España.

- Los primeros esfuerzos serios de la UE por regular el mercado energético interno y muy especialmente las energías renovables hay que datarlo hacia 1995. En esa fecha se publica el Libro

Verde “*Por una política energética de la Unión Europea*”¹²⁹ y el Libro Blanco “*Una política energética para la Unión Europea*”¹³⁰. Estos son realmente los dos documentos pilares sobre los que luego se irá edificando todo el cuerpo legislativo del marco de desarrollo europeo. Estos documentos están enormemente influidos por las conclusiones de los trabajos que a nivel internacional se realizaron con anterioridad:

- Por el “Protocolo de Montreal” relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono aprobado en Montreal el 16 de septiembre de 1987.
 - Las investigaciones llevadas a cabo por el “Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático”. Panel de expertos sobre el cambio climático establecido conjuntamente por la Organización Meteorológica Mundial y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente en 1988.
 - Por las conclusiones alcanzadas en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, aprobada en Nueva York el 9 de mayo de 1992.
 - Por la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y Desarrollo (CNUCED) también conocida como “Cumbre de la Tierra”, celebrada del 3 al 14 de junio de 1992.
- Más adelante, la política de apoyo a las energías verdes va madurando y así se publica el Libro Blanco “*Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios*”¹³¹ publicado en junio de 1997, que desarrolló de forma bastante explícita las consecuencias de

¹²⁹ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. “Por una política energética de la Unión Europea”. Libro Verde. Bruselas. Año 1995. Ref. Documento UE: COM (94) 659 final.

¹³⁰ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. “Una política energética para la Unión Europea”. Libro Blanco. Bruselas. Año 1995. Ref. Documento UE: COM (95) 682 final.

¹³¹ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables”. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Bruselas. Año 1997. Ref. Documento UE: COM (1997) 599 final.

perseverar en un modelo económico perjudicial para el entorno. Llega a afirmar:

"El aprovechamiento actual de las fuentes energéticas renovables en la Unión Europea es irregular e insuficiente. Aunque la disponibilidad de muchas de estas fuentes es abundante y su potencial económico real es considerable, su contribución al consumo de energía interior bruto de la Unión en su totalidad es decepcionantemente bajo: inferior al 6%, un porcentaje que está previsto aumente progresivamente en el futuro. Para resolver este desafío es necesario un esfuerzo conjunto tanto a nivel comunitario como de los Estados miembros."

- En el año 2000 se presenta el Libro Verde de la Comisión *"Hacia una estrategia Europea de seguridad del abastecimiento energético"*¹³² como una primera aproximación a una estrategia energética a largo plazo. En él la Comisión reconoce las energías renovables como *"la única fuente de energía en que la Unión Europea dispone de cierto margen de maniobra para aumentar la oferta"*.
- En septiembre de 2001 se aprobó la Directiva 2001/77/CE¹³³ relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, con un doble objetivo: de una parte, fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energías renovables a la generación de electricidad en el mercado interior y de otra, sentar las bases de un futuro marco comunitario para el mismo.

La citada Directiva obliga a los Estados miembros a fijar objetivos indicativos nacionales de consumo de electricidad renovable y a adoptar las medidas necesarias para alcanzar tales objetivos, proporcionando valores de referencia para el año 2010. Para la Unión Europea, el valor de referencia se sitúa en el 22% y para España en el 29,4%, un porcentaje igual al que había establecido el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 en diciembre de 1999. Los Estados Miembros están obligados también, de acuerdo con la misma, a reducir los obstáculos al incremento de la producción de electricidad renovable y a

¹³² COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. *"Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético"*. Libro Verde. Bruselas. Año 2000. Ref. Documento UE: COM (2000) 769 final.

¹³³ DIRECTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

racionalizar y agilizar los procedimientos administrativos de autorización de instalaciones de producción de electricidad renovable. En lo relativo al acceso a la red, los Estados Miembros habrán de adoptar las medidas necesarias para que los operadores de los sistemas garanticen el transporte y la distribución de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y deberán exigir a los operadores de los sistemas de transporte y de distribución que establezcan y publiquen normas relativas a la asunción de los gastos de conexión a la red y refuerzo necesarios para la integración de un nuevo productor de electricidad renovable.

Comienza el texto de esta Directiva señalando específicamente el fracaso europeo en el pasado en lo que al uso de fuentes de energías renovables se refiere:

"Las posibilidades de explotación de las fuentes de energías renovables están infrautilizadas actualmente en la Comunidad. La Comunidad reconoce que es necesario promover las fuentes de energía renovables con carácter prioritario, ya que su explotación contribuye a la protección medioambiental y al desarrollo sostenible. Además, esta medida puede ser fuente de empleo local, tener repercusiones positivas en la cohesión social, contribuir a la seguridad del aprovisionamiento y hacer posible que se cumplan los objetivos de Kyoto con más rapidez. Por lo tanto, es necesario que estas posibilidades se exploten mejor en el marco del mercado interior de la electricidad".

La Directiva reconoce que los Estados Miembros aplican diferentes mecanismos de apoyo a escala nacional, como los certificados verdes, las ayudas a la inversión, las exenciones o desgravaciones fiscales, las devoluciones de impuestos y los sistemas de apoyo directo (vía tarifa) a los precios de la electricidad renovable. La Directiva señala que, para mantener la confianza de los inversores en las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica con fuentes renovables debe garantizarse el correcto funcionamiento de los mecanismos de apoyo vigentes, cualesquiera que sean, antes de que entre en funcionamiento un marco comunitario de aplicación a todos los Estados miembros de la Unión¹³⁴.

¹³⁴ Es curioso comprobar cómo la propia Unión Europea no tiene clara si debe o no acabar imponiendo un modelo de marco normativo único y común para cada uno de los Estados Miembro. En algunos documentos como este aboga por la homogenización progresiva hasta la conversión en un único marco normativo, mientras que en otras referencias, se esfuerza en señalar las especificidades y

La Directiva establece que la electricidad de origen renovable debe garantizarse. Los Estados miembros deberán designar uno o varios organismos competentes, independientes de las actividades de generación y distribución, encargados de la expedición de las garantías de origen. Estas garantías de origen (o certificados de garantía del origen de la electricidad renovable) acreditan el origen renovable de la electricidad generada, y deberán indicar la fuente de energía a partir de la cual se haya generado la electricidad, la fecha y lugar de generación. Estas garantías del origen deberían servir para que los productores de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables puedan demostrar que la electricidad que venden ha sido generada a partir de fuentes de energía renovables.

- El 8 de mayo de 2003 se aprobó la Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, que establece unos objetivos indicativos del 2% a finales de 2005 y el 5,75% a finales de 2010, de la gasolina y el gasóleo comercializados con fines de transporte en los respectivos mercados nacionales.
- El 27 de octubre de 2003 se aprobó la Directiva 2003/96/CE del Consejo, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad. Esta Directiva supone dar vía libre a la aplicación de una exención o reducción de impuestos especiales a los biocarburantes producidos en instalaciones de carácter industrial.

El esfuerzo de regulación comunitaria que se apoyaba en los tres pilares básicos mencionados anteriormente (Libro Blanco, Libro Verde y la Directiva 2001/77/CE) ha continuado con múltiples esfuerzos de entre los que cabe destacar:

- Comunicación de la Comisión, de 26 de mayo de 2004, "*La cuota de las energías renovables en la UE*" - Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3 de la Directiva 2001/77/CE - Evaluación de la incidencia de los instrumentos legislativos y otras

singularidades de cada Estado, y por ende, la necesidad de mantener siempre un componente marcadamente local. Lo que probablemente le ocurre a la Unión Europea es que no ha resuelto el debate entre lo que debería ser (un marco normativo único y común) y lo que es a día de hoy y le costará mucho cambiar a futuro (la realidad de 27 Estados Miembros con 27 regímenes normativos diferentes).

políticas comunitarias en el desarrollo de la contribución de las fuentes de energía renovables en la UE y propuestas de medidas concretas"¹³⁵. Este documento evaluaba el estado de desarrollo de las fuentes de energías renovables en la UE. Sus objetivos fueron básicamente los tres siguientes:

- aplicar las disposiciones de la Directiva 2001/77/CE, en virtud de la cual la Comisión debería presentar un informe oficial para evaluar el progreso realizado por la Europa de los Quince en la realización de los objetivos nacionales fijados para 2010 en materia de energías renovables;
- evaluar las perspectivas de alcanzar para 2010 el objetivo de la cuota del 12% de energía generada a partir de fuentes renovables en el consumo total de energía en la Europa de los Quince;
- presentar propuestas y medidas concretas a nivel nacional y comunitario para garantizar el logro de los objetivos en materia de energía renovable de la UE para 2010.

Para impulsar los avances, la Unión Europea definió, ya desde el año 2000, y dentro del marco legislativo, dos objetivos indicativos relativos a las fuentes de energía renovable:

- incrementar hasta el 22% la cuota de electricidad generada a partir de energías renovables en la Europa de los Quince para 2010 (frente al 14 % en 2000);
- incrementar hasta el 5,75% la cuota de biocarburantes en el gasóleo y la gasolina utilizados para el transporte para 2010 (frente al 0,6% en 2002).

A tal efecto, los diez nuevos Estados miembro de la UE deberían ajustarse a las disposiciones de la Directiva 2001/77/CE relativa a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable. En este sentido, el Tratado de Adhesión fija objetivos indicativos nacionales relativos a la cuota de la electricidad

¹³⁵ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "La cuota de las fuentes de energía renovables en la UE". Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3 de la Directiva 2001/77/CE - Evaluación de la incidencia de los instrumentos legislativos y otras políticas comunitarias en el desarrollo de la contribución de las fuentes de energía renovable en la UE y propuestas de medidas concretas. Bruselas. Año 2004. Ref. Documento UE: COM (2004) 366 final - No publicada en el Diario Oficial.

generada a partir de fuentes de energías renovables en cada nuevo Estado miembro. Estos objetivos se traducen en un objetivo colectivo del 21% para la Europa de los Veinticinco.

- Comunicación de la Comisión, de 7 de diciembre de 2005, "*El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables*"¹³⁶. En esta comunicación se indican los avances en la consecución de los objetivos definidos por los Estados miembro en materia de fuentes de energías renovables. Se hace hincapié en las ayudas públicas concedidas para favorecer la penetración comercial de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovable. En este documento por primera vez se detallan los sistemas de apoyo existentes:
 - Los sistema de primas en las tarifas existen en la mayoría de los Estados miembro. Estos sistemas se caracterizan por un precio específico, fijado en principio por un período de años, que deben abonar las empresas eléctricas, a los productores de electricidad generada a partir de fuentes renovables.
 - Los certificados verdes se utilizaban entonces en Suecia, el Reino Unido, Italia, Bélgica y Polonia. La energía renovable se vende a los precios del mercado de la energía convencional. A fin de financiar el coste adicional del suministro de energía procedente de fuentes renovables y de garantizar que se produzca la cantidad deseada, todos los consumidores están obligados a adquirir un determinado número de certificados verdes a los productores de renovables de acuerdo con un porcentaje fijo, o cupo, de su consumo/producción total de electricidad.
 - Los sistemas basados en licitaciones que existían en dos Estados Miembros (Irlanda y Francia). Bajo este marco normativo, el Estado convoca una serie de concursos para el suministro de energía renovable, que entonces se ofrece a precios de mercado. Los costes suplementarios se repercuten en el consumidor final de electricidad a través de un gravamen específico.

¹³⁶ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "*El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables*". Bruselas. Año 2005. Ref. Documento UE: COM(2005) 627 final.

- Los incentivos fiscales se utilizaban exclusivamente en Malta y Finlandia.

Para evaluar el rendimiento de estos sistemas de apoyo, es necesario:

- Tener en cuenta las diferencias considerables entre los recursos nacionales, regionales y agrícolas de los distintos Estados miembro. Cuanto mayor es la divergencia entre los “costes de producción” y el “apoyo”, menor es la rentabilidad del sistema.
- Tener en cuenta la eficacia de los distintos sistemas de apoyo. La eficacia se relaciona con la capacidad de un sistema de apoyo para suministrar electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables.
- Comparar los beneficios desde el punto de vista de los inversores y la eficacia para ver si el éxito de una política específica se basa principalmente en los elevados incentivos financieros o si, en los países considerados, otros aspectos han tenido una repercusión crucial en la difusión del mercado.
- Libro Verde¹³⁷. *“Estrategia Europea para una energía sostenible, competitiva y segura”* aprobado el 8 de marzo de 2006. Este documento fija claramente los objetivos energéticos de los Estados miembro y los principios que deben regir todas sus actuaciones:

“La política energética Europea debería fijarse tres grandes objetivos:

- *Sostenibilidad: i) desarrollar fuentes renovables de energía competitivas y otras fuentes y vectores energéticos de baja emisión de carbono, en particular combustibles alternativos para el transporte; ii) contener la demanda de energía en Europa; y iii) liderar los esfuerzos mundiales por detener el cambio climático y mejorar la calidad de la atmósfera local.*
- *Competitividad: i) asegurar que la apertura del mercado de la energía resulta beneficiosa para los consumidores y*

¹³⁷ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. “Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura” Libro Verde aprobado el 8 de marzo de 2006. Bruselas. Año 2006. Ref. Documento: COM(2006) 105 final

para la economía en general y, al mismo tiempo, estimula las inversiones destinadas a la producción de energía limpia y al incremento de la eficiencia energética; ii) amortiguar las repercusiones del aumento de los precios internacionales de la energía en la economía de la UE y en sus ciudadanos; y iii) mantener a Europa en la vanguardia de las tecnologías energéticas.

- *Seguridad de abastecimiento: se trata de frenar la creciente dependencia de la UE respecto de la energía importada mediante i) un enfoque integrado de reducción de la demanda, diversificación de los tipos de energía consumida por la UE ("combinación energética"), mediante un mayor uso de las energías autóctonas y renovables competitivas, y diversificación de las rutas y las fuentes de abastecimiento de la energía importada; ii) la creación de un marco que estimule las inversiones adecuadas para hacer frente a la creciente demanda de energía; iii) la mejora del equipamiento de la UE para hacer frente a las situaciones de emergencia; iv) la mejora de las condiciones de las empresas europeas que desean acceder a los recursos globales; y v) la garantía de que todos los ciudadanos y todas las empresas tienen acceso a la energía."*

Y para ello, el Libro Verde fórmula varias propuestas concretas para alcanzar estos tres objetivos.

1. *"La UE tiene que implantar plenamente sus mercados interiores del gas y de la electricidad."*
2. *"La UE ha de conseguir que su mercado interior de la energía garantice la seguridad del abastecimiento y la solidaridad entre los Estados miembros."*
3. *"La Comunidad necesita un debate real en todo su ámbito sobre las diferentes fuentes de energía, con inclusión de los costes y la contribución al cambio climático, para poder tener la seguridad de que, en general, la combinación energética de la UE se ajusta a los objetivos de seguridad del abastecimiento, competitividad y desarrollo sostenible."*
4. *"Europa tiene que hacer frente a los desafíos del cambio climático de forma compatible con los objetivos de Lisboa."*

5. *“Un plan estratégico de tecnología energética que permita utilizar lo mejor posible los recursos europeos, aprovechar las plataformas tecnológicas europeas y, con la opción de recurrir a iniciativas tecnológicas comunes o a la creación de empresas comunes, desarrollar mercados líderes de innovación energética. Este plan deberá presentarse lo antes posible al Consejo Europeo y al Parlamento para su aprobación.”*
 6. *“Una política energética exterior común. Para responder al reto que suponen los elevados y volátiles precios de la energía, la creciente dependencia respecto de las importaciones, el rápido aumento de la demanda mundial de energía y el calentamiento global, la UE necesita disponer de una política energética exterior claramente definida y propugnarla, a escala tanto nacional como comunitaria, alzando una sola voz.”*
- Comunicación de la Comisión, de 10 de enero de 2007, “Acción de seguimiento del Libro Verde - Informe sobre el progreso de la electricidad renovable”¹³⁸. Este informe constituye una revisión de los objetivos marcados por el Libro Verde y de alguna manera viene a ser una constatación de lo conseguido en el periodo 2000-2005. Así, en 2005, el porcentaje de electricidad renovable en el consumo total de electricidad en la Unión Europea fue del 15%. Con las políticas y los esfuerzos que se llevaron a cabo, la Comisión calculaba que para 2010 se iba a alcanzar un porcentaje del 19%, es decir, un valor próximo a su objetivo (el 21% para la UE-25). No obstante, esta comunicación de la Comisión destaca muy desiguales avances: mientras que países como Alemania, Dinamarca o España estaban ya en 2005 a punto de realizar su objetivo de 2010, otros tenían mucho camino por delante, entre los que cabía destacar como rezagados a los países de Francia, Italia o Austria. La energía hidroeléctrica seguía siendo la principal fuente de electricidad de origen renovable (en 2005 equivalía al 67%), si bien es cierto, sus perspectivas de crecimiento en Europa estaban ya totalmente limitadas por la disponibilidad del recurso hídrico. La energía eólica, por su parte, constituía ya entonces un éxito claro, registrando un fuerte aumento en Europa (el 33% de las nuevas instalaciones de producción de electricidad y el 2,6% del consumo total de

¹³⁸ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. “Acción de seguimiento del Libro Verde - Informe sobre el progreso de la electricidad renovable”. Bruselas. Año 2007. Ref. Documento UE: COM (2006) 0849 final.

electricidad de la UE en el año 2005) y constituía ya entonces un mercado mundial en alza. La electricidad producida a partir de biomasa equivalía al 2% del consumo total de electricidad de la UE, aunque con un crecimiento acelerado en los últimos años.

- Comunicación de la Comisión, de 10 de enero 2007, *"Programa de trabajo de la energía renovable- Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible"*¹³⁹. Este documento expone la estrategia a largo plazo de la Comisión en materia de energías renovables en la Unión Europea (UE). Esta estrategia tiene como finalidad permitir a la UE alcanzar el doble objetivo de una mayor seguridad de los abastecimientos energéticos y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Se hace un ejercicio de autocrítica y pone de manifiesto que las energías renovables podrían explotarse aún más y mejor en el contexto europeo.

Por primera vez en este programa de trabajo, la Comisión propone fijar un objetivo obligatorio de aportación del 20% de las fuentes de energía renovable en el consumo de energía de la UE para 2020 y un objetivo obligatorio mínimo del 10% de biocarburantes. También propone un nuevo marco legislativo para reforzar el fomento y la utilización de las energías renovables. Repasando lo alcanzado en la última década, el documento apunta a una consecución de objetivos sólo parcial: en 2005, la distribución de las distintas fuentes de energía renovable producidas en la UE era la siguiente: un 66,1% de biomasa, un 22,2% de energía hidráulica, un 5,5% de energía eólica, un 5,5% de energía geotérmica y un 0,7% de energía solar (térmica y fotovoltaica). En 1997, la UE se fijó como objetivo que la aportación de las fuentes de energía renovable en el consumo interior bruto alcanzase un 12% en 2010. A pesar de una progresión notable, la Comisión consideraba ya entonces que no se alcanzaría este objetivo.

Las dificultades que apunta la Comisión en este documento para dicho fracaso son las siguientes:

1. Elevadas inversiones necesarias para el lanzamiento de proyectos de energías renovables.

¹³⁹ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Programa de trabajo de la energía renovable - Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible". Bruselas. Año 2007. Ref. Documento UE: COM (2006) 848 - no publicada en el Diario Oficial

2. Mala contabilidad de los costes “externos” de las distintas fuentes de energía, en particular desde el punto de vista de su impacto a largo plazo sobre la salud y el medio ambiente, que apunta “ventajas artificiales” a los combustibles fósiles.
 3. Infinidad de trabas administrativas vinculadas a los procedimientos de instalación y lanzamiento de la mayor parte de los proyectos de energías renovables.
 4. Infinidad de trabas administrativas y existencia de normas opacas y discriminatorias de acceso a la red de transporte de la energía.
 5. Información insuficiente a los proveedores, clientes e instaladores.
 6. Errores en la presentación de los objetivos. De hecho, el objetivo del 12% se expresa en porcentaje de energía primaria, lo que penaliza por ejemplo la energía eólica.
 7. Ausencia de objetivos vinculantes y lagunas en el marco normativo comunitario en el ámbito de las energías renovables.
- Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo. *“Una política energética para Europa”* ¹⁴⁰. Es a principios del año 2007 cuando se formula el objetivo “20/20”, es decir, que la generación de energía renovable llegue al 20% de la energía consumida para el año 2020. Y además lo define como “objetivo vinculante” para todos los Estados miembro.

“A la vista de la información recibida durante la consulta pública y la evaluación de impacto, la Comisión propone en su Programa de trabajo de la energía renovable el objetivo vinculante de incrementar el nivel de energía renovable en la combinación energética global de la UE de menos del 7% en la actualidad a 20% para 2020. Los objetivos para después de 2020 se evaluarían a la luz del progreso tecnológico”.

¹⁴⁰ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. Programa de trabajo de la energía renovable. “Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro sostenible”. Bruselas. Año 2006. Ref. Documento UE: COM (2007) 1 final.

Asimismo, se identifican cuales son los tres sectores que más deben contribuir en ese ambicioso objetivo:

"El cumplimiento del objetivo del 20% exigirá un enorme crecimiento en los tres sectores de la energía renovable: la electricidad, los biocombustibles y los sistemas de calefacción y refrigeración. En todos ellos, los marcos políticos establecidos en determinados Estados Miembro han conseguido resultados que muestran que es posible lograrlo."

Y todo ello, lo hace en un contexto en el que no olvida que este esfuerzo en lo político y estratégico lleva asociado un considerable coste económico.

"¿Cuánto costará? Lograr un porcentaje del 20% de energías renovables generará en promedio un coste anual adicional de unos 18.000 millones de euros, alrededor de un 6% extra sobre el coste total de las importaciones de energía previsto para 2020. Ahora bien, este cálculo supone un precio del petróleo de 48 dólares por barril en 2020. Si el precio subiera a 78 dólares por barril, el coste medio anual disminuiría a 10.600 millones de euros. Si se toma en consideración un precio del carbono de más de 20 euros, lograr ese 20% apenas costaría más que seguir dependiendo de las fuentes de energía «tradicionales», y, en cambio, crearía muchos puestos de trabajo en Europa y desarrollaría nuevas empresas europeas impulsadas por la tecnología."

Una vez fijados estos objetivos hacia 2020, se comparte cual es la visión a plazos mucho mayores, ya que el horizonte temporal cuando se trata de cambios climáticos debe extenderse considerablemente en el tiempo.

"Para cumplir estos objetivos, la Comisión presentará en 2007 un Plan estratégico europeo de tecnologías energéticas. Este Plan necesitará una visión a largo plazo para responder al desafío a largo plazo de avanzar, de manera competitiva, hacia un sistema energético de bajas emisiones de carbono:

– para 2020, las tecnologías deberán hacer realidad el objetivo de un 20% de energías renovables permitiendo que aumente drásticamente su proporción a menor coste (incluido el despliegue de la energía eólica marina y de los biocombustibles de segunda generación);

– para 2030, la electricidad y la calefacción deberán producirse cada vez más a partir de fuentes de baja emisión de carbono y grandes centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles de emisión casi nula equipadas con sistemas de captura y almacenamiento de CO₂; habrá que adaptar cada vez más los transportes para que utilicen biocombustibles de segunda generación y pilas de combustible de hidrógeno;

– a partir de 2050, el cambio a la energía de baja emisión de carbono en el sistema energético europeo debería haber concluido, y la combinación energética global Europea podría incluir grandes porcentajes de renovables, carbón y gas sostenibles, hidrógeno sostenible, y, en aquellos Estados Miembros que así lo quieran, energía nuclear de cuarta generación y energía de fusión.

Esta visión es la de una Europa con una economía energética floreciente y sostenible, que ha aprovechado las oportunidades que subyacen tras las amenazas del cambio climático y la mundialización, que se ha situado en la vanguardia mundial de un conjunto diverso de tecnologías energéticas limpias, eficientes y de baja emisión de carbono y que se ha convertido en un motor de prosperidad y un agente fundamental de generación de crecimiento y empleo."

Esta es toda una declaración de principios a nivel de la UE, si bien es cierto, a nuestro juicio es una visión una tanto naïf o ingenua, ya que presupone una voluntad de todos los Estados Miembro en ese camino de lucha contra el cambio climático, y la realidad demuestra que eso no es en absoluto de esa manera.

- Libro Verde: "Adaptación al cambio climático en Europa - Opciones de actuación para la UE"¹⁴¹. Este es un informe elaborado por la Comisión y remitido al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. El documento propone básicamente cuatro pilares de actuación de cara a evitar unos efectos devastadores del cambio climático a nivel político, social y económico. Dichos pilares son los siguientes:
 - Primer pilar. Tomar medidas tempranas en la UE.

¹⁴¹ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Adaptación al cambio climático en Europa - Opciones de actuación para la UE". Bruselas. Año 2007. Ref. Documento UE: COM (2007) 354 final.

- Segundo pilar. Integrar la adaptación en la acción exterior de la UE.
 - Tercer pilar. Reducir la incertidumbre ampliando la base de conocimientos mediante la investigación integrada sobre el clima.
 - Cuarto pilar. Implicar a la sociedad, las empresas y el sector público europeos en la preparación de estrategias de adaptación coordinadas y globales.
-
- Comunicación de la Comisión. *“Dos veces 20 para el 2020. El cambio climático, una oportunidad para Europa”*¹⁴². Curiosamente, en este documento, la Unión Europea comienza en su introducción atribuyéndose un rol de liderazgo mundial¹⁴³ en la lucha contra el cambio climático y la promoción de las energías renovables.

“El año 2007 fue decisivo para el clima y la política energética de la Unión Europea. Europa se mostró preparada para ejercer el liderazgo a escala mundial en asuntos tales como abordar el cambio climático, afrontar la ardua tarea de conseguir una energía segura, sostenible y competitiva, y convertir la economía Europea en un modelo de desarrollo sostenible en el siglo XXI. La opinión pública ha asumido sin ambages la ineludible tarea de abordar el cambio climático, de adaptar Europa a las nuevas realidades de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de desarrollar unos recursos energéticos renovables y sostenibles.”

Resulta bastante llamativo contrastar ese optimismo respecto a lo hecho frente a la realidad del poco avance en muchos de los

¹⁴² COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. *“Dos veces 20 para el 2020. El cambio climático, una oportunidad para Europa”*. Bruselas. Año 2008. Ref. Documento UE: COM (2008) 30 final.

¹⁴³ No hay nada más que comprobar lo que ha ocurrido en la reciente Cumbre de Copenhague, celebrada en diciembre de 2009, para rebatir el rol de liderazgo de la Unión Europea. Sí es verdad que sus empresas tienen en muchos casos un papel privilegiado en el sector de las energías renovables a nivel mundial, pero institucionalmente la Cumbre de Copenhague ha demostrado públicamente que su fracaso se ha debido a la falta de liderazgo de las potencias desarrolladas, y que ni si quiera con un Presidente norteamericano comprometido con la causa como Obama, ha sido posible hallar un consenso que satisfaga a los países desarrollados y en vías de desarrollo. En reuniones internacionales como éstas, son más bien las actitudes de países como China, India y Estados Unidos las que marcan el éxito o fracaso de las mismas. Por el contrario la Unión Europea no deja de ser en muchas de esas convenciones, un “convidado de piedra”.

Estados Miembro que apenas han hecho esfuerzo alguno de cambio hacia un modelo energético más sostenible. Llama la atención el planteamiento que hace el documento de “esfuerzo justo” a ser realizado por cada uno de los Estados Miembro al ser su punto de partida tremendamente heterogéneo:

“Los Estados Miembros cuentan con diversas posibilidades para utilizar la energía renovable y los esfuerzos que deban realizar para lograr que ésta represente el 20% del consumo energético global de la UE sin duda habrán de ser diferentes. El Consejo Europeo expuso diversas consideraciones que han de tenerse en cuenta al establecer los objetivos nacionales. Los objetivos deben ser justos y tener en cuenta los diferentes puntos de partida y potencialidades nacionales, como el nivel de energías renovables existente o la combinación energética, y en particular, las tecnologías utilizadas para lograr bajos niveles de carbono.”

- Propuesta de Decisión del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el esfuerzo que habrán de desplegar los Estados Miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020¹⁴⁴. En dicha propuesta, la UE abarca el tema de los derechos de emisión de gases efecto invernadero, siendo lo más relevante su artículo 3 relativo a los “Niveles de emisiones para el periodo 2013 – 2020” y su artículo 4 relativo a la “Utilización de los créditos resultantes de actividades de proyectos”.
- Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables¹⁴⁵. Este documento fue finalmente aprobado el 23 de enero de 2008. Es sin duda uno de los documentos más interesantes de los desarrollados por la UE. En él, la Comisión Europea se plantea una serie de potenciales impactos que se derivarían de la implantación de la política europea relativa a las energías renovables.

¹⁴⁴ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Propuesta de decisión del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el esfuerzo que habrán de desplegar los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020. Bruselas. Año 2008. Ref. Documento UE: COM (2008) 30 final.

¹⁴⁵ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Bruselas. Año 2008. Ref. Documento UE: COM (2008) 19 final.

Las preguntas y respuestas más significativas en el contexto de la tesis que nos ocupa son las siguientes:

□ *“¿En qué unidades deben expresarse los objetivos en materia de energías renovables?”. “La evaluación de impacto compara las opciones barajadas para expresar los objetivos en términos de consumo de energía primaria o final y se pronuncia en favor de esta última, ya que no discrimina entre diferentes tipos de energía renovable y el cómputo basado en la energía primaria da mayor peso a la energía térmica y a la energía nuclear y, por tanto, un incremento de estas fuentes energéticas dificultaría el logro de una cuota determinada de energías renovables”.*

□ *“¿Cómo debería distribuirse el compromiso del 20% entre los Estados Miembro?”. “La conclusión es que el enfoque basado en un porcentaje uniforme, modulado en función del PIB, es el más adecuado, puesto que implica un aumento común, equitativo y simple para todos los Estados Miembros. El resultado, al ponderarse en función del PIB, refleja la riqueza de los diferentes Estados Miembros y, al modularse para tener en cuenta los rápidos progresos en el desarrollo de las energías renovables, reconoce el papel de los «pioneros» como líderes del desarrollo de la energía renovable en Europa y refleja además un límite global en cuanto a la cuota de energías renovables que debe alcanzar en 2020 cada Estado Miembro”.*

□ *“¿Cómo pueden mejorarse las transferencias transfronterizas de energías renovables (mediante el uso de garantías de origen) para ayudar a los Estados Miembros a cumplir sus compromisos, incluida la posibilidad de que la energía renovable consumida en un Estado Miembro se contabilice en los objetivos de otro Estado Miembro?”.*

“Se examinan las posibilidades de normalización de las garantías de origen ya aplicadas en el sector eléctrico, en combinación con una posible extensión de su alcance más allá de este sector, y los diversos grados de transferibilidad de las garantías de origen. Se indica que el sistema de garantías de origen puede normalizarse y mejorarse sustancialmente y que su ámbito de aplicación podría ampliarse a la calefacción y la refrigeración a gran escala.”

□ *“¿Qué barreras administrativas y de mercado para el desarrollo de las energías renovables pueden eliminarse?”. “Se examina toda una gama de normas de planificación, procedimientos administrativos y deficiencias en la información*

sobre el mercado y se proponen requisitos o recomendaciones para su supresión (por ejemplo, crear «ventanillas únicas», garantizar cargas proporcionadas, conceder el reconocimiento mutuo de la certificación, fijar plazos de planificación, facilitar más información al público y a los profesionales, y establecer niveles mínimos de consumo de energías renovables en los edificios nuevos).”

Adicionalmente, se establecen los objetivos nacionales en relación con la cuota de partida y objetivo de energía renovable.

Tabla V.1. Objetivos globales nacionales en relación con la cuota de energía renovable en el consumo de energía final en 2020

País	Cuota de energías renovables en el consumo final de energía, 2005	Objetivo para la cuota de renovables en el consumo final de energía, 2020
Bélgica	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
República Checa	6,1 %	13 %
Dinamarca	17,0 %	30 %
Alemania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
España	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Chipre	2,9 %	13 %
Letonia	34,9 %	42 %
Lituania	15,0 %	23 %
Luxemburgo	0,9 %	11 %
Hungría	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Países Bajos	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portugal	20,5 %	31 %
Rumanía	17,8 %	24 %
Eslovenia	16,0 %	25 %
Eslovaquia	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Suecia	39,8 %	49 %
Reino Unido	1,3 %	15 %

Fuente: COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Propuesta de Directiva del Parlamento europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Bruselas. Año 2008.

Hay que señalar que a pesar de la fijación de un objetivo común medio del 20% para 2020, la situación de los Estados miembro es tan sumamente dispar que se reconoce un objetivo del 49% de origen renovable para Suecia como valor techo, y en paralelo, se fija un objetivo del 10% para Malta como valor suelo.

- *Commission staff working document. "El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable"*¹⁴⁶. Este es un documento de trabajo de la Comisión y desde nuestro punto de vista, uno de los documentos de obligada lectura de entre los muchos producidos por la UE. En él se observan una serie de análisis comparativos entre los distintos Estados Miembro, analizando los diferentes esquemas de fomento de las inversiones en energías renovables. Se ha comentado con más profusión este informe de la Comisión en el Capítulo II, pero es necesario reproducir aquí las principales conclusiones de este informe.
 - A pesar de los requisitos establecidos por la Directiva 2001/77/EC y de los esfuerzos de los Estados Miembro, siguen existiendo barreras significativas para el crecimiento e integración de las energías renovables.
 - La armonización de los sistemas de apoyo a las energías renovables sigue siendo un objetivo a largo plazo para contribuir a la eficiencia económica, la creación de un mercado único y la regulación de las ayudas estatales, pero se reconoce que la armonización de los sistemas de ayudas a corto plazo no es adecuada.
 - Mediante la adopción de las "mejores prácticas" y la combinación de esquemas de ayudas nacionales, los Estados Miembro deben continuar la reforma, y optimización de los sistemas de ayuda a las energías renovables.
 - En este sentido, el informe claramente señala que una prioridad altísima debería concederse al esfuerzo para suprimir las trabas administrativas y mejorar el acceso a la

¹⁴⁶ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Commission staff working document. "The support of electricity from renewable energy sources". Accompanying document to the Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources. Bruselas. Año 2008. Ref. Documento UE: COM(2008) 19 final}

red de transporte para los proyectos de inversión en energías renovables.

- Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente. Aprobadas el 1 de abril de 2008¹⁴⁷. Estas directrices, en su apartado 1.5.6. hacen referencia a las ayudas para fuentes de energía renovables. En este sentido establecen las normas europeas hasta dónde puede ir la participación del Estado Miembro en la subvención para el desarrollo y promoción de las energías renovables. Dice este apartado lo siguiente:

“Estas ayudas hacen frente al fallo de mercado relacionado con las externalidades negativas mediante la creación de incentivos individuales para aumentar el porcentaje de las fuentes de energías renovables en la producción total de energía. El incremento de la utilización de las fuentes renovables de energía es una de las prioridades de la Comunidad en materia de medio ambiente, amén de una prioridad económica y energética. Debería contribuir significativamente a alcanzar los objetivos en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. A escala comunitaria, en la “Comunicación de la Comisión al Consejo europeo y al Parlamento europeo — Una política energética para Europa” se ha fijado el objetivo de lograr en 2020 una participación de las fuentes de energía renovables del 20% en el consumo total de energía de la UE. Las ayudas estatales pueden estar justificadas si el coste de producir energía a partir de fuentes renovables es superior al coste de producción a partir de fuentes menos respetuosas del medio ambiente y si no existe ninguna norma comunitaria obligatoria para las empresas individuales relativa al porcentaje de energía que debe proceder de fuentes renovables. El elevado coste de la producción de algunos tipos de energía renovable impide a las empresas aplicar precios competitivos en el mercado, lo que crea un obstáculo de acceso al mercado para dicha energía.”

- “Efectos del cambio climático en Europa – Evaluación de 2008 basada en indicadores”¹⁴⁸. Publicado el 29 de septiembre de 2008. Este informe está dedicado fundamentalmente a destacar

¹⁴⁷ DIARIO OFICIAL DE LA UNIÓN EUROPEA. 1 de Abril de 2008. Informaciones procedentes de instituciones y órganos de la Unión Europea. Comisión. Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente. Ref. Documento UE: 2008/c 82/01.

¹⁴⁸ EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. “Impacts of Europe's changing climate - 2008 indicator-based assessment” EEA Report No 4/2008. Bruselas. Año 2008.

los hechos pasados más relevantes y las tendencias futuras más significativas del cambio climático a partir de la medición de 40 indicadores clave (frente los 22 empleados en la anterior versión de la *European Environment Agency* datado en 2004). El informe hace un análisis detallado de los impactos económicos del cambio climático y las estrategias y políticas adoptadas hasta la fecha.

- Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. *"Segunda revisión estratégica del sector de la energía. Plan de actuación de la Unión Europea en pro de la seguridad y la solidaridad en el sector de la energía"*¹⁴⁹. Aprobada el 13 de noviembre de 2008. Es un documento más centrado en el autoabastecimiento del mercado interior, sin embargo en la página 16 de dicho documento hace unas afirmaciones que claramente reflejan el sentir comunitario respecto a las energías renovables:

"La energía producida en la UE representa el 46% de la energía total consumida. Antes de la iniciativa «20-20-20», se preveía que este porcentaje disminuiría hasta un 36% de aquí a 2020. La aplicación de la nueva política energética lo mantendría en torno al 44% del consumo de la UE.

Todas las medidas rentables que puedan adoptarse para fomentar el desarrollo y uso de los recursos interiores deberían constituir un elemento importante del plan de actuación de la UE en pro de la seguridad y la solidaridad en el sector de la energía.

El desarrollo de energías renovables tales como la energía eólica, la energía solar, la energía hidráulica, la energía de la biomasa y los recursos marinos, debe considerarse la mayor fuente potencial de energía interior de la UE. Hoy en día supone aproximadamente el 9% del consumo final de energía de la UE y se ha acordado que su contribución sea de un 20% para 2020. Tras la entrada en vigor de la nueva Directiva sobre energías renovables, la Comisión se centrará en supervisar y facilitar su correcta aplicación dentro de los plazos establecidos, prestando también atención a las restantes cuestiones de orden práctico que puedan obstaculizar

¹⁴⁹ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de Las Regiones. *"Segunda revisión estratégica del sector de la energía. Plan de actuación de la Unión Europea en pro de la seguridad y la solidaridad en el sector de la energía"*. Bruselas. Año 2008. Ref. Documento UE: COM (2008) 781 final.

la penetración efectiva y rápida de las energías renovables en el mercado, tales como los condicionantes relacionados con las redes. A la luz de la experiencia adquirida con la nueva Directiva sobre energías renovables, la Comisión presentará una comunicación sobre la supresión de obstáculos a las energías renovables en la UE en que se expondrán las dificultades existentes y se propondrán medidas para resolverlas.

A fin de establecer mecanismos de financiación adecuados para el desarrollo masivo de las energías renovables a escala de la UE, la Comisión colabora con el Banco Europeo de Inversiones, el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo y otras instituciones financieras en la elaboración de la iniciativa de financiación de la energía sostenible de la UE antes mencionada, al objeto de movilizar fondos a gran escala de los mercados de capitales para las inversiones en eficiencia energética, energías renovables, uso no contaminante de combustibles fósiles y producción combinada de calor y electricidad a partir de energías renovables en las ciudades europeas."

- *"Informe sobre Energía y Medio Ambiente – 2008"¹⁵⁰. Este documento de la European Environment Agency trata de analizar los principales factores que explican las presiones medioambientales y los impactos de la producción y consumo de energía en la UE. Para ello tiene en cuenta cuales son los principales objetivos europeos en el campo de la energía, incluyendo la seguridad del suministro, competitividad de las empresas europeas, incremento de la eficiencia energética, el uso de energías renovables y la sostenibilidad medioambiental. Para ello, trata de responder a las siguientes seis preguntas:*
 - 1. ¿Cual es el impacto de la producción y consumo de energía en el entorno?*
 - 2. ¿Cuáles son las tendencias en lo relativo al portafolio de generación energética en Europa y sus consecuencias en el medio ambiente?*
 - 3. ¿Cómo de rápido se están implementando las tecnologías de las energías renovables?. En este extremo destaca la respuesta a esta pregunta específica "... alcanzar el objetivo nuevo propuesto requerirá un esfuerzo sustancial para rellenar el hueco existente entre los niveles actuales (8.5% sobre el consumo energético final en 2005) y el objetivo del 20% para 2020".*

¹⁵⁰ EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. "Energy and environment report 2008". EEA Report No 6/2008. Bruselas. Año 2008.

4. ¿Está incrementando su eficiencia el sistema de producción energética en Europa?
5. ¿Están adecuadamente reflejados los costes medioambientales en el precio de la energía?
6. ¿Cuál es el papel del sector de la construcción frente a la necesidad de reducir el consumo de energía y cuáles son las tendencias observadas?

El informe finaliza con un estudio comparado de tendencias de la UE frente a otros países fuera de la UE.

- Libro Blanco sobre la “*Adaptación al cambio climático: hacia un marco europeo para la acción*¹⁵¹” publicado en 2009. En este documento de trabajo, la UE insiste en la necesidad de llevar a cabo un esfuerzo coordinado entre todos los Estados Miembro. La adaptación a un modelo energético más responsable se percibe no como un esfuerzo puntual, sino como un proceso continuo que requiere muchos esfuerzos de coordinación entre todos los agentes involucrados. La UE apoyará todos los esfuerzos nacionales e internacionales para asegurar un volumen adecuado de recursos en ese objetivo de adaptación eficiente y efectiva, con el fin de proveer una base sólida y de crecimiento sostenible para las generaciones venideras. La Comisión en este sentido revisará de forma recurrente el progreso de este esfuerzo de implementación con la visión de desarrollar una adaptación realista y asequible de 2013 en adelante.
- El Consejo adoptó un paquete legislativo sobre los temas de clima-energía¹⁵² que fue aprobado con fecha de 6 de abril de 2009. Este paquete de medidas legislativas tiene por objeto la lucha contra el cambio climático y la promoción de las energías renovables, con el fin de alcanzar el objetivo del 20% de generación con este origen en el año 2020 y una reducción de los gases de efecto invernadero del 20% hasta esa fecha.

Incluye las siguientes medidas:

1. Nuevas normas a nivel UE promoviendo el uso de energía de origen renovable. Este punto incluye un borrador de

¹⁵¹ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. “Adapting to climate change: Towards a European framework for action” White Paper (Libro Blanco). Bruselas. Año 2009. Ref. Documento: COM(2009) 147/4

¹⁵² COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION. “Council adopts climate-energy legislative package”. Press release. Brussels, 6 April 2009. Ref. Documento UE: 8434/09 (Presse 77)

nueva Directiva para la promoción del uso de energía renovable reformulando parcialmente el articulado de las Directivas 2001/77/EC y 2003/30/EC.

2. Nuevo sistema de *trading* de emisiones a nivel Unión Europea.
3. Cuotas de cada Estado miembro en el esfuerzo de reducción de las emisiones de dióxido de carbono.
4. Nuevas reglas para un sector de automoción más limpio en Europa.
5. Nuevos estándares medioambientales de calidad para combustibles tradicionales y biocombustibles.
6. Regulación específica de la captura de las emisiones de carbono y su almacenamiento.

5.2.2 Conclusiones de la revisión del marco normativo europeo: mucho ruido y pocas nueces.

La visión global de todo lo realizado por la Unión Europea en el uso y promoción de las energías renovables es, después de analizar detalladamente los documentos relacionados anteriormente, bastante decepcionante. Y lo es a nuestro juicio porque rara vez se han hecho aportaciones reales a la promoción y uso de las renovables. No se ha pasado de las declaraciones grandilocuentes y de los grandes objetivos estratégicos a largo plazo. La UE en ese sentido ha olvidado los sabios versos del poeta Antonio Machado¹⁵³ en los que se decía: “Caminante, son tus huellas/ el camino y nada más;/ caminante, no hay camino, /se hace camino al andar”.

Se hace camino al andar, y dar pasos en esa voluntad de crear un modelo económico sostenible y huir del actual modelo “energívoro” requiere algo más que comunicados de prensa. Hay que dar pasos en el corto plazo para crear movimiento. Revisando los documentos datados de 1997, y comparándolos con los de 2009, poco se ha avanzado desde la óptica política, pocos han sido los incentivos reales creados en términos de marco normativo obligatorio a nivel comunitario, pocas han sido las sanciones impuestas a los no cumplidores y pocas las penalizaciones a los Estados díscolos en su visión. Europa debería cobrar conciencia de que la enumeración de grandes objetivos a largo plazo sin la adopción de medidas concretas a corto plazo no es sino un esfuerzo baldío, semilla caída en tierra inerte,

¹⁵³ Antonio Machado Ruiz (Sevilla, 26 de julio de 1875 - Collioure, Francia, 22 de febrero de 1939). Poeta español, miembro tardío de la Generación del 98, cuya obra inicial suele inscribirse en el movimiento literario denominado Modernismo. Fue uno de los miembros más representativos de la denominada Generación del 98.

que sólo generará frustración a largo plazo en una sociedad que espera algo más tangible, más real y más sostenible.

El análisis de los objetivos fijados desde el punto de vista del marco normativo común europeo podríamos resumirlo en los siguientes puntos:

- a) La Unión Europea ha fracasado en su intento de fijar un marco regulatorio común a todos los países de la UE, hasta el punto de que explícitamente reconoce que a corto plazo lo óptimo es que cada país siga con su propio esfuerzo de promoción de las energías renovables, aplazando la “armonización” de los marcos regulatorios a un escenario de mucho más largo plazo. El problema es que ese largo plazo es un punto temporal móvil que cada vez se desplaza más hacia la derecha en el eje del tiempo. Sin un esfuerzo homogéneo y unificado el objetivo de alcanzar un mercado energético común es sólo una quimera europea.
- b) Aún reconociendo los diferentes puntos de partida de los diferentes Estados Miembro, y considerando las sucesivas ampliaciones de la UE, la realidad es que en una década de teórico apoyo decidido de la UE, el objetivo de generación –cuyo incumplimiento ya incluso se da por hecho- ha pasado del 12% al 20% y todo ello con una notable heterogeneidad geográfica. Está claro que el cambio de modelo energético no es algo sencillo, pero sin un sistema normativo estable que fije objetivos de generación obligatorios y sin un sistema de penalizaciones serio para los incumplidores, los esfuerzos de la UE pueden quedar reducidos a una mera expresión de interés, sin resultados firmes y efectivos a largo y medio plazo.

El 14 de agosto de 2009 se publicaron en el Diario Oficial de la Unión Europea, tres nuevos Reglamentos y dos nuevas Directivas, todos ellos aprobados el 13 de julio de 2009, que constituyen el tercer conjunto de medidas legislativas sobre el mercado interior de la energía. Las nuevas normas persiguen una supervisión más eficiente de los mercados energéticos, por parte de los reguladores nacionales y dotarles de un carácter realmente independiente.

Determinadas cuestiones transfronterizas serán abordadas por una Agencia Europea para la cooperación de Reguladores Energéticos. Se incrementa la colaboración y las inversiones, transfronterizas, con una nueva Red Europea de Operadores de Sistemas de Transporte (ENTSO). Los operadores de la red en la UE tienen que desarrollar, de forma común, códigos técnicos y comerciales, y estándares de seguridad, al tiempo que coordinan las inversiones necesarias en la UE. Se aumenta la

solidaridad: al aproximar los mercados, los Estados Miembros estarán mejor equipados para asistirse, mutuamente, en caso de que se amenace el suministro de energía. Estas normas crean unas mejores condiciones para la competencia, pues separan, de modo efectivo, la producción y el suministro de energía, de su transporte y distribución.

Se sitúan, en el centro del proceso de apertura del mercado, los derechos de los ciudadanos, y se imponen a los Estados Miembros, nuevas obligaciones de protección de los consumidores vulnerables. Se promueve un sistema inteligente de medición del consumo, con la finalidad de que, en 2020, el 80% de la población lo tenga instalado, de forma que estén suficientemente informados de su consumo, promoviendo, así, una mayor eficiencia energética.

Como conclusión, por tanto, cabría destacar que el análisis de los marcos normativos hay que realizarlo a nivel nacional, estudiando legislación local, ya que a pesar de las Directivas y comunicaciones de la Comisión Europea y las trasposiciones de éstas a las normativas nacionales, la realidad es que todo el poder para el fomento de las energías renovables acaba descansando única y exclusivamente en los hombros de cada uno de los Estados Miembro, puesto que la flexibilidad a la hora de hacerse eco en la normativa nacional de las Directivas y demás recomendaciones comunitarias es casi total a la luz de la evidencia empírica.

5.2.3 La visión española del marco normativo europeo: La regulación de las renovables en España.

Tal y como sostiene JIMÉNEZ CERVANTES en el libro "*Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*¹⁵⁴" en el capítulo XI del Tomo I relativo a "*El régimen jurídico de las energías renovables en España*", el pistoletazo de salida hay que situarlo en 1980 con la Ley 82/1980 de 30 de diciembre, sobre Conservación de la Energía y publicada en el BOE de 27 de enero de 1981. Esta ley fomentaba la cogeneración y las centrales hidroeléctricas de pequeña potencia.

El desarrollo de la normativa básica y más de conjunto en España para el fomento de energías renovables tiene sus orígenes en el año 1994 (RD 2366/1994) en el que se establece por primera vez un marco legal a largo plazo. Desde entonces sucesivas leyes, reales decretos, reales decretos ley y planes de renovables, así como la transposición de varias Directivas europeas, han ido configurando el marco jurídico español.

¹⁵⁴ BECKER, FERNANDO & VARIOS AUTORES. "*Tratado de regulación del Sector Eléctrico. Aspectos económicos. Tomo I y II*". Thomson-Aranzadi. Navarra. Año 2009.

A continuación realizamos un repaso histórico de los principales esfuerzos legislativos realizados en España para el fomento de las energías renovables, analizando con más detalle los actualmente en vigor.

- REAL DECRETO 2366/1994¹⁵⁵, de 9 de Diciembre, sobre Producción de Energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de Cogeneración y Otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables. Este Real Decreto se caracteriza porque:
 - Se establece por primera vez un marco regulatorio a largo plazo para plantas de cogeneración y de energía renovable (para potencias instaladas de menos de 100MW), denominándolo como “régimen especial”, nomenclatura ésta que pervive hasta nuestros días.
 - Crea un régimen económico basado en la tarifa eléctrica. Considera a efectos de conceder a los inversores una determinada remuneración económica el tipo de instalación, la capacidad instalada, la disponibilidad de la instalación y la discriminación horaria.
- LEY 54/1997¹⁵⁶, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que introduce nuevos cambios respecto al régimen anterior:
 - Introduce el hito de la liberalización del sector eléctrico, estableciendo para ello un periodo de transición.
 - Introduce de igual modo la liberalización de las actividades de generación y creación de un mercado eléctrico.
 - Establece un nuevo régimen para plantas de cogeneración y renovables.
 - Fija como objetivo que el 12% del consumo de electricidad en el 2010 sea de origen renovable (haciéndose eco de la legislación europea previamente comentada).
 - Establece una banda de retribución específica para las energías renovables.

¹⁵⁵ REAL DECRETO 2366/1994, de 9 de Diciembre, sobre Producción de Energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de Cogeneración y Otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables. BOE. Boletín Oficial del Estado, 31 de Diciembre 1994 (núm. 0313)

¹⁵⁶ LEY 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE número 285 de 28/11/1997.

- REAL DECRETO 2818/1998¹⁵⁷, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
 - Desarrolla un nuevo marco legal para plantas de cogeneración y energía renovable (estableciendo un límite de capacidad instalada de menos de 50 MW) y dividiendo las diferentes tecnologías de generación de energía renovable.
 - Establece un régimen retributivo muy similar al actual en su filosofía, estableciendo primas sobre el precio medio del mercado eléctrico y la posibilidad para algunas tecnologías de acogerse a una tarifa fija establecida por el Estado. Este es un hito muy relevante porque al inversor se le ofrece: o un precio fijo de retribución (tarifa fija) o una fórmula fija de cálculo (tarifa de mercado).
- Plan de Fomento de Energías Renovables en España 2000-2010 (1999)¹⁵⁸. En diciembre de 1999 fue aprobado el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010. En él se definieron unos objetivos por áreas que permitían alcanzar como mínimo el 12% de la demanda total de energía primaria. El mencionado porcentaje, que fue propuesto en el Libro Blanco¹⁵⁹ de las energías renovables de la Comisión Europea, publicado en 1997, y recogido en España en la citada ley, se convirtió en referencia incuestionable para las políticas de promoción de las fuentes renovables en la Unión Europea.

El propio plan destaca que lo más importante es el carácter estructural de dicho esfuerzo: *“El beneficio más importante del Plan reside en su carácter estructural, al conformarse un sector moderno, con fuerte tasa de crecimiento y amplio mercado, y al*

¹⁵⁷ REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. BOE 30-12-1998, núm. 312

¹⁵⁸ El Consejo de Ministros, en su reunión del día 30 de diciembre de 1999, tomó el Acuerdo por el que se aprueba el Plan de Fomento de las Energías Renovables para el periodo 2000-2010.

¹⁵⁹ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables”. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Bruselas. Año 1997. Ref. Documento UE: COM (1997) 599 final.

que puede llegarse si se alcanza una optimización de costes (mercado de dimensión crítica), y un alto nivel de calidad. Debe considerarse, además, que España parte de una posición bien sustentada por una labor relativamente larga en I+D+i que ha ido adquiriendo renombre, solidez e influencia en los medios industriales nacionales y extranjeros. Esta posición es potenciada en el Plan al conferirle un valor añadido industrial a las acciones del mismo y no solamente al objetivo temporal de alcanzar una cuota de participación concreta. Es decir, el Plan se configura con un diseño sinérgico, energético y sectorial”.

- REAL DECRETO 436/2004¹⁶⁰, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El prólogo de este Real Decreto que inaugura lo que podemos calificar como el marco legislativo “moderno” de las renovables en España es del todo sintomático y refleja una verdadera preocupación del Gobierno por el desarrollo sostenible:

“En una sociedad moderna y avanzada como la española, el progreso científico y tecnológico va naturalmente acompañado de una cada vez mayor sensibilidad social hacia el medio ambiente. El concepto de desarrollo sostenible se erige así en uno de los elementos clave de la política económica de cualquier Gobierno. El agua de nuestros ríos, la fuerza del viento o el calor proveniente del sol son fuentes limpias e inagotables de producción de energía eléctrica que deben ser fomentadas por los estamentos públicos.”

- Establece un régimen retributivo basado en la TEM/TMR (Tarifa Eléctrica Media o de Referencia).
- Permite la elección entre una retribución en forma de tarifa regulada o la venta en el mercado eléctrico más un incentivo y una prima.
- Elimina la retroactividad de futuras revisiones normativas.
- Proporciona estabilidad a largo plazo.

¹⁶⁰ REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE 27-03-2004 núm. 75.

- Se establece la revisión de tarifas y primas a los 4 años en función del grado de cumplimiento del Plan de Fomento de Energías Renovables.

En honor a la justicia, habría que señalar este Real Decreto como uno de los factores de éxito absolutamente claves a la hora de enjuiciar el despegue de las renovables en España. No es un marco normativo exento de errores (atrajo mucha iniciativa puramente "especulativa" a la promoción de proyectos de energías renovables), pero sí es un pilar básico sobre el que los inversores necesitaban apoyar sus decisiones: fijó un marco retributivo estable, creíble y sostenible a largo plazo, lo cual actuó como catalizador de éxito a la hora de atraer dinero e inversiones al sector de las energías renovables.

- Plan de Energías Renovables en España 2005-2010¹⁶¹. Tal y como el propio resumen ejecutivo elaborado por el IDAE¹⁶² recoge *"constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 hasta ahora vigente. Con esta revisión, se trata de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010, así como de incorporar los otros dos objetivos indicativos —29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para ese año— adoptados con posterioridad al anterior plan"*.

El Plan identifica claramente sus éxitos y fracasos en función de lo que a fecha de su publicación se había conseguido en 2005:

"Tres fuentes renovables han evolucionado hasta la fecha de forma satisfactoria: eólica, biocarburantes y biogás. La energía minihidráulica avanza más despacio de lo previsto y áreas como la biomasa y las solares se están desarrollando sensiblemente por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos finales. Por lo que se refiere a la biomasa, el Balance del Plan de Fomento, citado anteriormente, señala la necesidad de introducir cambios

¹⁶¹ El actualmente en vigor Plan de Energías Renovables 2005-2010, fue aprobado por Consejo de Ministros el 26 de agosto de 2005.

¹⁶² IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía). "RESUMEN - PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010". Resumen del PER para el Consejo de Ministros. Madrid. Año 2005.

urgentes y sustanciales en el marco en el que se desenvuelve, sin los cuales no sería posible alcanzar los objetivos a 2010¹⁶³".

Además existían razones adicionales que aconsejaban la mencionada revisión:

1. El consumo de energía primaria (y la intensidad energética) habían crecido muy por encima de lo previsto en el escenario de ahorro al que se asociaron los objetivos del Plan de Fomento (tasas de crecimiento superiores al 3,2% anual), en gran medida inducido por el importante incremento de la demanda eléctrica y del consumo de carburantes para el transporte. Ante esta situación, la Subdirección General de Planificación Energética del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, elaboró unos nuevos escenarios de previsión energética que se consideraron en la revisión 2005-2010 del Plan de Energías Renovables.
2. Fue necesario contemplar otros dos objetivos en este Plan:
 - La Directiva 2001/77/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001 para promocionar la electricidad generada con fuentes de energía renovables.
 - La Directiva 2003/30/CE del Parlamento europeo y del Consejo, del 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.

Finalmente, debían también considerarse las ventajas de las energías renovables ante los nuevos compromisos de carácter medioambiental, muy especialmente los derivados del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (PNA) y en general, los relativos al cumplimiento del Protocolo de Kyoto¹⁶⁴.

¹⁶³ Los objetivos de incremento del consumo de biomasa (tanto para usos térmicos como eléctricos) suponían, en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, un 63% del objetivo global de incremento del consumo de fuentes de energía renovables, mientras que a finales de 2004 el grado de avance para esta área se situaba en el 9,0%.

¹⁶⁴ NACIONES UNIDAS. "PROTOCOLO DE KYOTO DE LA CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO". Kyoto (Japón). Firmado en la fecha del 11 de diciembre de 1997. Este documento a su vez se hace eco de las inquietudes apuntadas en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio

De acuerdo con el análisis del contexto energético general se definieron los objetivos de desarrollo de cada una de las fuentes renovables hasta el año 2010: destacaba la importante contribución prevista para la energía eólica (20.155 MW) al igual que la de los biocarburantes (2,2 millones de tep), solar fotovoltaica (objetivo 400 MW instalados), solar termoeléctrica (objetivo a 500 MW) y biogás.

Por lo que se refiere al objetivo de generación de electricidad, las energías renovables aportarían al sistema más de 100.000 GWh año, lo que representaría un 30,3% del consumo bruto de electricidad, cumpliendo de esta forma con el objetivo indicativo para España del 29,4% en el año 2010.

El adecuado cumplimiento de los objetivos establecidos en este Plan requería el mantenimiento y/o puesta en marcha de un conjunto de medidas en diferentes campos de actividad.

Con carácter general y por lo que se refiere a la generación de electricidad, cabe señalar que el principal apoyo que reciben es el derivado del sistema de primas vigente en nuestro país. El mantenimiento de los niveles de retribución, en unos casos, y la mejora de esa retribución, en otros.

El sistema de primas se ha mostrado sumamente capaz para hacer crecer algunas áreas, como el caso de la minihidráulica, el de la eólica y el del biogás.

No obstante, hay otras áreas para las que los incentivos establecidos no habían sido suficientes para asegurar los crecimientos esperados; por tanto, era necesario incentivar aún más si cabe determinadas áreas tecnológicas para hacerlas más atractivas al inversor.

Por áreas, cabe destacar lo siguiente:

- o En las áreas eólica, hidroeléctricas (en sus diferentes tramos de potencia), solar fotovoltaica, solar termoeléctrica y biogás, se consideró que el importe de la prima establecida para el año 2005 era suficiente para garantizar una rentabilidad razonable

Climático, aprobada en Nueva York el 9 de mayo de 1992 y en el Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono aprobado en Montreal el 16 de septiembre de 1987.

a los proyectos y, de esta manera, contribuir a la consecución de los objetivos previstos en el Plan en estas áreas.

- o En el área de biomasa, la propuesta de primas incluía incrementos de importancia con relación al momento de elaboración del Plan en lo que respecta a la generación de electricidad a partir del uso de cultivos energéticos, residuos forestales y agrícolas y residuos de industrias agrícolas, si bien se considera que la prima era suficiente cuando del uso de residuos de la industria forestal se tratara. Por otro lado, la gran novedad de la propuesta realizada era la inclusión, por vez primera, de una prima específica para la generación eléctrica mediante tecnologías de co-combustión de carbón y biomasa.

Además el importante crecimiento de las energías renovables previsto en este Plan representaba un reto y una oportunidad para la innovación tecnológica, por lo que iba a contar con fondos del IDAE para Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i).

Los efectos positivos del Plan incluían:

- o Diversificación energética: aporta estabilidad a la economía nacional y contribuye a reducir el importante déficit comercial que presenta nuestra balanza de pagos.
- o Medioambientales: la creciente preocupación por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, su reflejo en los compromisos derivados del Protocolo de Kyoto, y el hecho de que la producción y el consumo de energía sean los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero, situaban al sector energético como clave para alcanzar los objetivos. La utilización de energías renovables presenta múltiples ventajas de tipo medioambiental frente al uso de otras fuentes –combustibles fósiles y energía nuclear.
- o Socioeconómicos: mejora y modernización de nuestro tejido industrial, generación de empleo y contribución al desarrollo regional.

- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.¹⁶⁵

La creación del régimen especial de generación eléctrica supuso un hito importante en la política energética de nuestro país. Los objetivos relativos al fomento de las energías renovables y a la cogeneración, como hemos visto anteriormente, se recogen en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España¹⁶⁶, respectivamente. A la vista de los mismos se constata que aunque el crecimiento experimentado por el conjunto del régimen especial de generación eléctrica ha sido favorable, en determinadas tecnologías, los objetivos planteados se encuentran aún lejos de ser alcanzados.

Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

El crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años, unido a la experiencia acumulada ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías, salvaguardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministro, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación.

Este Real Decreto sustituía al RD 436/2004, por el que se establecía la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y proporcionaba una

¹⁶⁵ REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE 26-05-2007 núm. 126.

¹⁶⁶ El Consejo de Ministros aprobó el 20 de julio de 2007 el nuevo Plan de Acción, para el periodo 2008 – 2012, de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012.

nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación.

El titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado mas una prima. En este último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, mas una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente ligados a los precios del petróleo en los mercados internacionales.

Por otra parte, para salvaguardar la seguridad y calidad del suministro eléctrico en el sistema, así como para minimizar las restricciones de producción a aquellas tecnologías consideradas como no gestionables, se establecen unos objetivos de potencia instalada de referencia, coincidente con los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España, para los que será de aplicación el régimen retributivo establecido en este Real Decreto.

Igualmente, durante el año 2008 se inició la elaboración de un nuevo Plan de Energías Renovables para su aplicación en el periodo 2011-2020. Los nuevos objetivos que se establezcan se considerarán en la revisión del régimen retributivo previsto para finales de 2010.

La comparación del RD 661/2007 frente al RD 436/2004 arroja los siguientes aspectos relevantes:

- Se mantiene un régimen retributivo diferencial¹⁶⁷ en función de la tecnología de generación. Se identifican las tecnologías y el caso concreto de la termosolar se engloba en el Subgrupo b.1.2. Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.
- Se establece un sistema de campana para alcanzar los objetivos de potencia instalada para cada tecnología. Con el fin de evitar un *mix* de generación poco deseable, se establece un mecanismo de aviso al mercado una vez se haya alcanzado un límite del 85%¹⁶⁸ del objetivo fijado para cada tecnología.
- Se mantiene por tanto un sistema análogo al contemplado en el Real Decreto 436/2004 en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. En éste último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores.
- Las futuras revisiones de la tarifa y de las primas sólo afectarán a las instalaciones puestas en marcha en

¹⁶⁷ Las tecnologías se identifican en el Artículo 2. Ámbito de aplicación y la retribución de cada tecnología en el Artículo 35. Tarifas, y primas para instalaciones de la categoría a: cogeneración u otras a partir de energías residuales.

¹⁶⁸ "Artículo 22. Plazo de mantenimiento de las tarifas y primas reguladas. 1. Una vez se alcance el 85 % del objetivo de potencia para un grupo o subgrupo, establecido en los artículos 35 al 42 del presente Real Decreto, se establecerá, mediante resolución del Secretario General de Energía, el plazo máximo durante el cual aquellas instalaciones que sean inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con anterioridad a la fecha de finalización de dicho plazo tendrán derecho a la prima o, en su caso, tarifa regulada establecida en el presente Real Decreto para dicho grupo o subgrupo, que no podrá ser inferior a doce meses".

fechas posteriores a cada revisión (irretroactividad de la norma, al menos nominalmente enunciada).

- Se impone una mayor racionalidad y estabilidad con el sistema de “techo y suelo” para las primas, y un marco retributivo más satisfactorio para purines, lodos procedentes de aceite de oliva y cogeneraciones.
- Las tarifas quedan fijadas en el Artículo 35 y para el caso de la termoeléctrica quedan según la Tabla 3 del RD 661/2007 de la siguiente forma:

Tabla V.2. Remuneración del subgrupo b.1.2. Generación a partir de energía termosolar

Grupo	Sub-grupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
B	b.1.2		primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038
			a partir de entonces	21,5498	20,3200		

Fuente: RD 661/2007. Artículo 35.

- Aunque el mercado entiende que los principios de seguridad jurídica, confianza legítima, estabilidad regulatoria, retribución razonable y prohibición de la retroactividad desfavorable se mantienen con el RD 661/2007, esta norma supone para los inversores otra nueva reforma del Régimen Especial, sólo tres años después del RD 436/2004, lo que empieza a levantar las primeras alarmas en la atracción del dinero hacia este tipo de inversiones.
- Tampoco tiene muy buena acogida en el mundo inversor los nuevos requisitos formales exigidos para el inicio de las actividades, ya que la inclusión de un sinfín de trámites administrativos adicionales siempre se traduce en retrasos y consumos de tiempos y recursos perjudiciales para las rentabilidades de las inversiones.

- REAL DECRETO-LEY 6/2009¹⁶⁹, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Este RDL supone un cambio muy considerable respecto al RD 661/2007, al establecer mecanismos novedosos respecto al sistema retributivo de las instalaciones del régimen especial.

Según el propio RDL: "La tendencia que están siguiendo estas tecnologías, podría poner en riesgo, en el corto plazo, la sostenibilidad del sistema, tanto desde el punto de vista económico por su impacto en la tarifa eléctrica, como desde el punto de vista técnico, comprometiendo además, la viabilidad económica de las instalaciones ya finalizadas, cuyo funcionamiento depende del adecuado equilibrio entre generación gestionable y no gestionable. Así, se hace necesario adoptar una medida de urgencia que garantice la necesaria seguridad jurídica a aquellos que han realizado inversiones, y ponga las bases para el establecimiento de nuevos regímenes económicos que propicien el cumplimiento de los objetivos pretendidos: la consecución de unos objetivos de potencia por tecnología a un coste razonable para el consumidor y la evolución tecnológica de las mismas que permitan una reducción gradual de sus costes y por consiguiente, su concurrencia con las tecnologías convencionales".

El Gobierno justifica la promulgación de este RDL como un esfuerzo para contribuir de forma clara a la planificación de la actividad de generación en régimen especial. Aunque sin citarlo expresamente, lo que políticamente se quiere es evitar que en el resto de tecnologías de régimen especial se produzcan los mismos excesos que se produjeron con la energía solar fotovoltaica, cuyo objetivo de potencia instalada en el último PER era de 400 MW.

España habría instalado hasta finales de 2008 una potencia en solar fotovoltaica de entre 3.200 MW y 3.700 MW, según estimaciones elaboradas por la propia Comisión Nacional de la Energía (CNE). Esto supondría aproximadamente, una potencia instalada 9,2 veces superior al objetivo que fijó el Gobierno en 2006 para esta energía hasta 2010, que fueron los citados 400 MW.

En ese esfuerzo para evitar flujos masivos de dinero imposibles de planificar y gestionar, el RDL apunta:

¹⁶⁹ REAL DECRETO-LEY 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. BOE 07-05-2009 núm. 111.

“La actual regulación del régimen especial no establece mecanismos suficientes que permitan planificar las instalaciones de este tipo de energías, ni el montante y la distribución en el tiempo de las primas de retribución y por tanto el impacto en los costes que se imputan al sistema tarifario. La medida prevista en el Real Decreto-ley, mediante la creación del Registro de pre-asignación de retribución, permite corregir la situación descrita más arriba desde el mismo momento de su entrada en vigor. Permitirá conocer en los plazos previstos en el Real Decreto-ley, las instalaciones que actualmente, no sólo están proyectadas, sino que cumplen las condiciones para ejecutarse y acceder al sistema eléctrico con todos los requisitos legales y reglamentarios, el volumen de potencia asociado a las mismas y el impacto en los costes de la tarifa eléctrica y su calendario. En cualquier caso, se respetan los derechos y expectativas de los titulares de las instalaciones, configurándose las cautelas precisas y previéndose un régimen transitorio necesario para la adaptación”.

La inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución será condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, recogiendo en este nuevo RD los requisitos y el procedimiento necesarios para ello.

De forma que el RDL en su Artículo 4. Mecanismo de registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial establece en su punto 2: *“La inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución será condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”.*

- LEY DE REGULACIÓN DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS DE INVERSIÓN AL MERCADO INMOBILIARIO, de 7 de Octubre de 2009. El día 7 de octubre el Senado aprobó la Ley de regulación de las Socimi (Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión al Mercado Inmobiliario) con una enmienda en la que se derogaba el artículo del reciente Real Decreto Ley 6/2009 en el que se creaba el mecanismo de registro de pre-asignación para las energías renovables.

Esta no dejaría de ser una anécdota más de las reacciones a veces absurdas del poder legislativo de aprobar leyes y

enmiendas bajo los escudos de otras disposiciones totalmente ajenas, sino fuera por la enorme repercusión económica que de haberse aprobado, habría tenido la anulación del mecanismo del Pre-registro.

Haciendo un poco de historia, habría que recordar que con fecha 7 de mayo de 2009 entraba en vigor el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptaban determinadas medidas en el sector energético, se aprobaba el bono social, y se creaba el Registro de pre-asignación de retribución. En el artículo 4.2, del citado cuerpo legal, la inscripción en el Registro de pre-asignación se establecía como condición necesaria para poder beneficiarse del régimen económico especial establecido por el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

La introducción de este "Pre-Registro" ya suponía un cambio de las reglas de juego realmente relevante, ya que modificaba los requisitos que de forma inmediata debía cumplir un proyecto de renovables para acceder a la tarifa fijada en el RD 661 tal y como hemos apuntado en párrafos anteriores. Y lo hacía sobre una legislación muy joven, tan sólo aprobada dos años antes, en el año 2007.

El Pleno del Senado aprobó una enmienda, en el seno de la tramitación legislativa del proyecto de Ley por la que se regula Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión al Mercado Inmobiliario en virtud de la cual se derogaba el artículo 4 y las disposiciones transitorias cuarta y quinta del RDL 6/2009 y, se modificaban los artículos 17.c y 22 del RD 661/2007 que recibían una nueva redacción.

Es decir, esta enmienda de haberse aprobado, habría supuesto en un periodo de tan sólo cinco meses, el tercer cambio del entorno regulatorio y tarifario para los proyectos de energías renovables. Lo cual carecía absolutamente de lógica jurídica, generaba un clima de inseguridad atroz y suponía un quebranto económico de enorme magnitud para los inversores en este tipo de energías renovables.

Independientemente de que esta medida fuera rechazada por el Congreso apenas unos días más tarde, el daño al sector ya estaba hecho: con esta medida que generaba tanto desasosiego, se había pasado en cinco meses de ser la cuna de

la estabilidad de las renovables a nivel internacional a una situación en la que la inseguridad jurídica era de tal magnitud que se anunciaron las primeras cancelaciones o retrasos¹⁷⁰ de inversiones extranjeras en España en este sector.

La inseguridad jurídica de esos cinco meses mencionados convirtió a España en un país "no apto" para la inversión extranjera y nacional en este campo, asustando a las entidades financieras que mediante el crédito deben apoyar estas iniciativas y por supuesto, impedía seguir desarrollando el liderazgo tecnológico que tanto había costado ir edificando.

A la actuación del Senado, le siguió un rechazo por parte del Congreso de los Diputados. El Pleno del Congreso de los Diputados el día 15 de octubre de 2009 dio luz verde definitiva a la ley de las Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión en el Mercado Inmobiliario (Socimi), tras eliminar -sólo con un voto a favor- la enmienda introducida por el Senado que derogaba el artículo del reciente Real Decreto Ley 6/2009 en el que se creaba el mecanismo de registro de pre-asignación para las energías renovables.

En dicha votación, el grupo socialista no confirmó hasta el momento del debate que rechazaría la enmienda que hacía tan sólo una semana había pactado con CiU en la Cámara Alta. El PP e ICV también expresaron su voto contra la modificación y criticaron duramente al PSOE por suscribirla.

Fue tal la imagen de improvisación, de descrédito ofrecida a la comunidad inversora internacional, que el portavoz económico de CiU, Josep Sánchez Llibre, se vio forzado a pedir disculpas "públicamente" al sector por la "ansiedad e incertidumbre" provocada por el equívoco.

De haberse aprobado dicha enmienda, habría generado gravísimos daños y perjuicios para las empresas promotoras, inversores y fabricantes de equipos. En un esfuerzo de cuantificación del "potencial desastre", cada una de estas plantas canceladas hubiera supuesto la no inversión de más de 300 Mn. €/planta, despedir a unos 150 ingenieros que participaban directamente en el diseño de las mismas, y mandar adicionalmente al paro a unos 10.000 trabajadores que de forma

¹⁷⁰ Así sirva como botón de muestra el retraso anunciado por el CEO de Nextera, Mitch Davidson, filial de la empresa eléctrica norteamericana Florida Power & Light, uno de los mayores inversores en energías renovables en el mundo.

indirecta participan en la fase de construcción y operación de las plantas.

Se daba adicionalmente la paradoja de que desde que se publicó el mecanismo de Pre-registro establecido por el RDL 6/2009, la Administración había pasado de no haber aprobado un solo expediente de los remitidos al pre-registro en cinco meses más allá de las plantas ya construidas, a la hiperactividad enfermiza de regular el sector de forma errática en tres ocasiones.

Ante una falta de criterio de tal magnitud, y unos mensajes tan sumamente erráticos, muchos promotores realizaron en esas fechas manifestaciones públicas en los medios de comunicación apuntando jurídicamente a un supuesto de responsabilidad patrimonial de la Administración en alguna de sus vertientes, máxime cuando, en los últimos cinco meses se había asistido a la amenaza de 3 regímenes jurídico-económicos distintos, esto es, la versión derogada del RD 661/2007, el propio RDL 6/2009 y la derogación y modificación de la enmienda propuesta por el Senado.

Finalmente, como hemos apuntado anteriormente, el 15 de Octubre de 2009 la enmienda del Senado fue rechazada en el Congreso pero a pesar de ello, el daño ya estaba hecho para el sector: se sembró el virus de la duda acerca de la estabilidad regulatoria del régimen económico establecido por el RD 661/2007 y eso como ya se ha apuntado en líneas anteriores, es equivalente a dejar un sector sentenciado de muerte.

- RESOLUCIÓN de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el ACUERDO DEL CONSEJO DE MINISTROS de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de pre-asignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social (publicado en el BOE con fecha de 24 de noviembre de 2009).

Una vez que se había rechazado la enmienda remitida por el Senado dentro de la regulación de las SOCIMI, el Ministerio de Industria propuso y remitió para su aprobación en el Consejo de Ministros la resolución apuntada en el párrafo anterior. En dicha

resolución se acuerda en primer lugar: *"Proceder a la ordenación de los proyectos e instalaciones presentados al procedimiento de pre-asignación considerando, en primer lugar, aquellos cuya solicitud y aval fue presentado en los plazos previstos en la disposición transitoria cuarta del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y atendiendo a un criterio cronológico en función de la fecha en la que les fue otorgada la autorización administrativa."*

Esta es ya una resolución que adopta un criterio de ordenación de los proyectos que a fecha de publicación del RDL 6/2009 cumplían todos los requisitos establecidos en base a una de las exigencias de la Administración, la de la "Autorización Administrativa".

Este es un ejemplo adicional de la arbitrariedad con la que se ha venido gobernando normativamente el sector, ya que no existía ninguna razón previamente establecida ni ningún foro oficial en el que se hubiera indicado ese criterio como el clave para la ordenación del sector.

En dicha resolución el Consejo de Ministros acuerda aplicar la Disposición Transitoria 5ª del RDL 6/2009 por la que el Ministerio de Industria se reserva el derecho de "laminar" la entrada en funcionamiento de los proyectos, lo que supone de facto *"la priorización de las mismas al objeto de no comprometer la sostenibilidad técnica y económica del sistema, extendiendo convenientemente, en su caso, el plazo máximo establecido en el artículo 4.8 del citado Real Decreto-Ley"*¹⁷¹

¹⁷¹ Se establece en el preámbulo de RESOLUCIÓN de 19 de noviembre de 2009 en la que se publica el ACUERDO DEL CONSEJO DE MINISTROS de 13 de noviembre de 2009 toda una justificación "técnica" y "económica" de dicha priorización en base a los informes de Red Eléctrica de España, S.A. (REE) como gestor de la red de transporte de la electricidad en régimen monopolístico y en base a un informe sobre el impacto económico de la entrada en funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, en el horizonte 2014, elaborado por la Secretaría de Estado de Energía.

Ambos informes están en sus conclusiones objetivamente sesgados. En el caso del informe de REE es absurdo que se hable de la sostenibilidad del sistema cuando ni si quiera en la priorización del Ministerio ni en el informe de REE se distinguen las tecnologías renovables en base a su "gestionabilidad". Respecto al informe de la Secretaría de Estado de Energía, refleja un claro desconocimiento de la aritmética básica del sistema eléctrico ya que considera sólo el impacto del pago de las primas de renovables al tiempo que ignora los ahorros por la menor importación de combustibles fósiles del exterior y el ahorro en términos de menores emisiones de CO₂.

a) Libertad de amortización

LEY 4/2008¹⁷², de 23 de diciembre, por la que se suprime el gravamen del Impuesto sobre el Patrimonio, se generaliza el sistema de devolución mensual en el Impuesto sobre el Valor Añadido, y se introducen otras modificaciones en la normativa tributaria.

En el artículo primero de la Ley 4/2008 por la que se suprime el gravamen del impuesto sobre el patrimonio, se generaliza el sistema de devolución mensual en el impuesto sobre valor añadido, y se introducen otras modificaciones en la normativa tributaria; se señalan las modificaciones sobre el Texto refundido de la Ley sobre el Impuesto de Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004 de 5 de marzo.

En concreto, añade la disposición adicional undécima que permite libertad de amortización siempre que se mantenga el empleo.

Así, las inversiones en elementos nuevos del inmovilizado material y de las inversiones inmobiliarias afectas a actividades económicas, puestos a disposición del sujeto pasivo en los períodos impositivos iniciados dentro de los años 2009 y 2010, podrán ser amortizados libremente siempre que, durante los veinticuatro meses siguientes a la fecha de inicio del período impositivo en que los elementos adquiridos entren en funcionamiento, la plantilla media total de la entidad se mantenga respecto de la plantilla media de los doce meses anteriores. La deducción no estará condicionada a su imputación contable en la cuenta de pérdidas y ganancias.

La norma expuesta faculta a amortizar fiscalmente la inversión realizada en los ejercicios 2009 y 2010, siempre que se mantenga el empleo.

Esta libertad faculta a la empresa el poder amortizar la central en los primeros años por un importe superior al que correspondería desde una amortización lineal, devengando menos impuesto de sociedades al principio y más al final.

Se trata de un beneficio para diferir en el tiempo el impuesto de sociedades.

¹⁷² LEY 4/2008 de 23 de diciembre, por la que se suprime el gravamen del Impuesto sobre el Patrimonio, se generaliza el sistema de devolución mensual en el Impuesto sobre el Valor Añadido, y se introducen otras modificaciones en la normativa tributaria. B.O.E. 25-12-2008 num. 310.

b) Deducción por medio ambiente.

REAL DECRETO LEGISLATIVO 4/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades¹⁷³.

En el RD Legislativo 4/2004 en su artículo 39 preveía una serie de "Deducciones por inversiones medioambientales". Se fija que si la puesta en marcha de la central termoeléctrica se produce en 2009, la empresa podrá aplicar una deducción del 4% sobre las inversiones realizadas en bienes de activo material nuevos destinados al aprovechamiento de fuentes de energías renovables consistentes en instalaciones y equipos.

Si la central se pone en marcha en 2010, el porcentaje será del 2%, desapareciendo dicha deducción a partir de 2011.

5.2.4 Conclusiones de la revisión del marco normativo español: la clave de la estabilidad regulatoria.

La revisión de la evolución histórica del marco normativo español, a partir del sistema de tarifas impuesto y revisado a través de sucesivos reales decretos, produce significativas mayores satisfacciones que la revisión de la documentación Europea. Y lo hace porque supone pasar de las grandilocuentes declaraciones institucionales a planes de acción concretos materializados en sistemas tarifarios tangibles, cuantificables e inteligibles.

Mientras que Europa ha fracasado en su intento de armonización del marco normativo de los diferentes Estados Miembro, España ha sido un ejemplo de éxito que ha permitido el despegue de las inversiones en energías renovables. Al menos así ha sido hasta fechas más recientes.

El caso español ha tenido desde el punto de vista normativo la enorme virtud de fijar una regulación caracterizada por:

- **Seguridad jurídica.** La seguridad es el contexto dentro del cual se toman las decisiones individuales y las interacciones de los actores sociales, para ellos, es la expectativa de que el marco legal es y será confiable, estable y predecible. Para que así sea, es indispensable que las decisiones de los distintos actores se tomen según el sentido lógico de la norma y no según algún tipo de discrecionalidad. Dicho en otras palabras, la seguridad jurídica

¹⁷³ REAL DECRETO LEGISLATIVO 4/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades. B.O.E. 11-03-2004 num. 62.

hace referencia a la certeza que tiene el individuo de que su situación jurídica no será modificada más que por procedimientos regulares, establecidos previamente.

- **Confianza legítima.** Según la doctrina del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas y la jurisprudencia del Tribunal Supremo, el principio de confianza legítima comporta que la autoridad pública no pueda adoptar medidas que resulten contrarias a la esperanza inducida por la razonable estabilidad en las decisiones de aquella, y en función de las cuales los particulares han adoptado determinadas decisiones; y resulta especialmente aplicable cuando se basa en signos externos producidos por la Administración suficientemente concluyentes, unido a unos perjuicios que razonablemente se cree que no se iban a producir.
- **Estabilidad regulatoria.** Hace referencia a lo importante que es para el inversor mantener el marco regulatorio durante un periodo temporal tan extenso como para que confíe en que ese será el marco normativo durante un plazo lo suficientemente largo como para recuperar su inversión y obtener un retorno. Esto es algo que desde 2004 se había conseguido con el REAL DECRETO 436/2004, que se mantiene en el REAL DECRETO 661/2007 y que claramente el mercado siente que se quebranta con el REAL DECRETO-LEY 6/2009.
- **Retribución razonable.** Tras la publicación del REAL DECRETO 436/2004, muchos fueron los agentes que criticaron la generosidad de las primas para algunas de las tecnologías de generación de renovables. En la elaboración del REAL DECRETO 661/2007 participaron Ministerios de Industria, Medio Ambiente y Presidencia de Gobierno. El último RD fijaba una subida general de las primas de mercado de las energías especiales a las que se imponía un sistema de *cap and floor*, con topes de precio por arriba y por abajo, garantizando una tasa de rentabilidad media (TIR) después de impuestos del 7% (el 9%, máximo y el 5%, mínimo). Esta rentabilidad es superior en el caso de la biomasa, un 8%. De esta manera, las empresas acuden al mercado, cobran el precio que éste marque, además de la prima, que no subirá ni bajará por encima o por debajo de dichos límites.
- **Prohibición de la retroactividad de las disposiciones desfavorables se mantienen con el RD 661/2007.** Esto supone que una vez fijado un marco retributivo para una instalación durante una determinada ventana temporal, las sucesivas legislaciones

posteriores no deberán modificar la retribución previa bajo la cual se realizó la inversión.

Sin embargo, no es casualidad que se haya empleado el pasado a la hora de hablar del marco retributivo español, ya que sus enormes virtudes históricas han sido truncadas recientemente con la promulgación del REAL DECRETO-LEY 6/2009. Si ya en 2007 se criticó el marco normativo porque sólo habían transcurrido cuatro años desde el RD 436/2004 anterior, el quebranto de la estabilidad es mayúsculo cuando tan sólo dos años después del RD 661/2007 se promulga el nuevo REAL DECRETO-LEY 6/2009 que establece requisitos completamente nuevos de obligado cumplimiento como requisito previo en la inscripción en un Registro que da derecho al régimen retributivo del RD 661/2007.

Se podría afirmar que el sistema de tarifas aplicado en España ha demostrado ser un caso de éxito a la luz de los megavatios instalados de energías renovables, sin embargo, la administración futura de dicho sistema es lo que determinará que se pueda continuar con esa política de fomento o por el contrario, se produzca el quebranto de la confianza de los inversores de forma irreversible.

5.3 Sistemas de acuerdo entre compañías privadas (PPA –*power purchase agreement*¹⁷⁴): el caso de Oriente Medio & Norte de África.

5.3.1 Los PPAs –*power purchase agreements*–: manda la voluntad de las partes con un nulo apoyo institucional.

Esta forma de remunerar las inversiones en energías renovables podríamos decir que es la radicalmente opuesta a la anterior, en el sentido de que toda la remuneración y toda la garantía en un sistema de tarifas descansan en última instancia en un Estado.

Por el contrario, en la región de Norte de África y Oriente medio (MENA en adelante) tanto el riesgo como el retorno de la inversión quedan circunscritos a un contrato privado (*power purchase agreement*, en adelante PPA) entre los dos partícipes: de un lado el generador

¹⁷⁴ Un contrato de compraventa de la electricidad (conocido a nivel internacional como PPA o Power Purchase Agreement) es un contrato por el cual un generador independiente de electricidad (en el mercado internacional conocido como IPPP o Independent Power Producer) vende su producción típicamente a una empresa eléctrica. Se pactan de antemano tanto el precio de compra de la producción que se genere como la duración global del contrato de compraventa. Al margen de estos aspectos, se pacta también un régimen de penalizaciones, una generación mínima y otros aspectos de índole más técnica.

independiente de energía de origen renovable y de otra parte, la empresa eléctrica que vuelca la producción al sistema y cobra por ello.

Un contrato de compraventa de la electricidad (conocido a nivel internacional como PPA -*Power Purchase Agreement*-) es un contrato por el cual un generador independiente de electricidad (en el mercado internacional conocido como IPP -*Independent Power Producer*-) vende su producción típicamente a una empresa eléctrica. En el campo de las renovables, esa empresa eléctrica compra esa producción de origen renovable bien porque está obligado a ello o bien porque existe un interés de otra índole para hacerlo (interés de tipo comercial o estratégico).

El desarrollo de las renovables en esta región sigue este esquema por una razón de estabilidad institucional: en la mayor parte de los casos, estos sistemas apoyados en PPAs están haciendo descansar toda la rentabilidad y riesgo de la inversión en la calidad crediticia de la contraparte. Dicho de otro modo, si un promotor de renovables se lanza a realizar una determinada inversión es porque confía que la empresa eléctrica que se ha comprometido legalmente a comprar su producción, va a estar en el mercado durante al menos el número de años de duración del contrato y lo va a hacer con la suficiente salud financiera como para hacer honor a los acuerdos pactados.

Es un cambio radical en el sentido de que toda la carga de retorno y rentabilidad pasa íntegramente de los hombros del garante "Estado" a los hombros de la "iniciativa privada". Por tanto, en estos sistemas empleados en la región MENA no existe un marco normativo, puesto que no hay un apoyo institucional explícito que garantice alguna parte del negocio.

Sí existen en algunas de estas economías esfuerzos para obligar a las empresas eléctricas locales a generar de forma obligatoria un porcentaje de su producción con origen renovable, por lo que en cadena, estas se ven obligadas o bien a promover directamente los proyectos de renovables o a comprar la producción renovable a promotores independientes (los referidos con anterioridad como IPPs).

En estos acuerdos de PPAs la solvencia financiera de las partes que lo firman es absolutamente clave a la hora de buscar financiación para la construcción de los activos de generación.

Típicamente, bajo un contrato de PPA el generador asume los riesgos y responsabilidades de la propiedad. Se compromete a una producción mínima y garantiza una determinada disponibilidad y funcionamiento

mínimo de la instalación. Los PPAs pueden complicarse mucho más si además se introducen franjas horarias para aquellos mercados eléctricos en los que el megavatio generado tiene precios distintos en función de la franja horaria en la que se vendan. Asimismo, el productor independiente asegura que va a ser capaz de construir la instalación, disponer de los fondos necesarios para ello, y una vez construido el activo, se compromete también a ser capaz de gestionar, operar y mantener la instalación.

A cambio de estos servicios, el IPP recibe la remuneración pactada para la generación de electricidad producida. La duración típica de estos contratos de PPA oscila entre los 10 y los 25 años, y normalmente las partes se otorgan la suficiente capacidad para poder prorrogarlos en el tiempo si ese fuera el caso.

5.3.2 El caso específico de la región MENA.

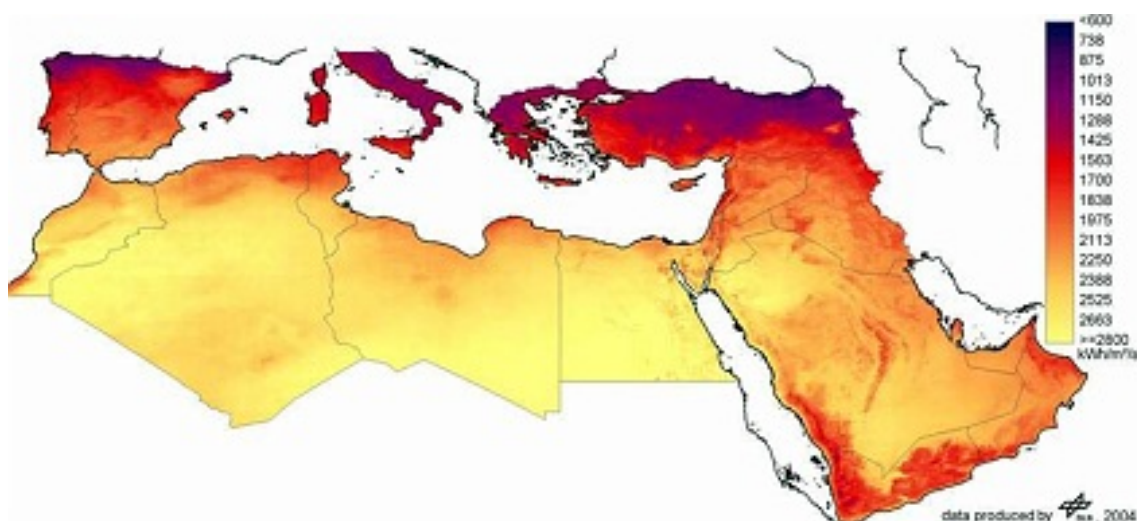
La región Euro-Mediterránea (Norte de África) y Medio Oriente seguirá siendo una de las mayores receptoras de inversión a escala mundial en un amplio espectro de sectores: energía (generación y transporte), petroquímica-refino, transformación industrial e infraestructuras.

La región ofrece una gran oportunidad de desarrollo para un mayor número de grupos europeos, que buscan en estos mercados el crecimiento que ya se ha agotado en los mercados nacionales de los países de la UE. La pregunta lógica que cualquier inversor podría formularse es la de por qué invertir en una zona geográfica que no tiene un marco normativo institucional de apoyo a las renovables, que es adicionalmente una zona geopolíticamente muy poco estable y que además en muchos casos las propias compañías eléctricas son monopolios públicos o semi-públicos.

Está claro que todas estas desventajas son legítimas inquietudes que cualquier inversor debería considerar a la hora de decidir la ubicación final de una instalación.

Pero por otra parte, no hay que olvidar que estamos ante una zona absolutamente privilegiada para algunas de las tecnologías de generación renovable, como por ejemplo, las apoyadas en el sol, ya que la irradiación media de la región MENA viene a ser del orden de un 20%-30% mayor que la mejor ubicación europea. Estos factores técnicos a favor, y los factores normativos en su contra, deben ser considerados en los respectivos estudios financieros con el fin de dar respuesta a la ubicación óptima del activo de generación renovable.

Gráfico V.1. Niveles de Irradiación en MENA



Fuente: DLR

Como ejemplo de ese interés en la región, por parte incluso de gobiernos extranjeros, basta citar el proyecto "Desertec". Como el propio proyecto se presenta es una iniciativa de interconexión de MENA con la UE a partir de la generación de electricidad fundamentalmente con origen termosolar y suministrar electricidad a los países MENA y el excedente, exportarlo a la UE:

"El concepto DESERTEC¹⁷⁵ se ha concebido para poner los desiertos junto con la tecnología existente, al servicio de la seguridad energética, el agua y el clima del planeta. En este sentido proponemos una cooperación entre Europa, Oriente Medio y África del Norte (la región 'EUMENA' o 'EU-MENA' en inglés) para la producción de electricidad y agua desalinizada mediante centrales termosolares y sistemas de concentración, junto a parques eólicos, en los desiertos de la región MENA. Estas plantas pueden cubrir la demanda creciente de electricidad y de energía para la desalinización de agua en la región MENA y, además, producir energía limpia que podría ser transportada mediante corriente continua de alto voltaje (siglas HVDC en inglés) hasta Europa con una pérdida de transmisión de solamente el 10-15%".

Y además se apunta que su viabilidad técnica ya ha sido validada: "Los estudios del DLR basados en datos de satélite mostraron, que centrales termosolares, utilizando menos del 0,3% de la superficie de los desiertos de la región MENA, podrían producir suficiente electricidad y agua desalinizada, tanto para los países de dicha región como para Europa".

¹⁷⁵ www.desertec.org

Gráfico V.2. Distribución de los activos en MENA según proyecto DESERTEC



Fuente: www.desertec.org

Parece evidente que la región MENA es de enorme atractivo desde el punto de vista de la inversión en renovables, como lo justifica incluso el interés directo de diferentes órganos de la UE en el propio proyecto *Desertec*. Sin embargo, el análisis del marco legislativo deja en evidencia el hecho de que las inversiones en esta zona geográfica deben descansar casi exclusivamente en la confianza mutua de las partes contratantes, tomando los Gobiernos de los países involucrados en el mejor de los casos, un mero papel de facilitadores. Se evidencia en cierto modo el hecho de que para las economías de muchos de estos países, las energías renovables son algo así como “un lujo de ricos” por el extra-coste que pueden suponer para el sistema eléctrico frente a las alternativas de generación tradicionales.

5.3.3 Conclusiones del análisis del sistema de PPAs en la región MENA.

Parece claro a luz de los párrafos anteriores que la inversión en proyectos de energías renovables debe en esta zona geográfica enfrentarse a una serie de factores diferenciales frente al caso europeo analizado a través del ejemplo de España. Algunas de las claves más relevantes son las siguientes:

- Inexistencia de un marco normativo de apoyo y fomento de las inversiones en energías renovables, lo que hace descansar todo el perfil de riesgo / retorno de la inversión en un contrato privado. Por tanto, pasa a ser clave la solvencia financiera y la calidad crediticia de las partes contratantes.
- En el caso de existir alguna regulación relacionada con las renovables (por ejemplo, obligación de producción de un determinado porcentaje de origen renovable), la estabilidad geopolítica de la zona, la falta de regímenes democráticos plenos y la carencia de credibilidad en cuanto a su estabilidad regulatoria, llevan a los inversores a desconfiar en términos generales de estos marcos regulatorios de apoyo.
- En muchos de estos países, la situación del marco institucional se complica aún un poco más, ya que son regímenes políticos pseudo-democráticos en los que existe una familia real que es dueña de todos los activos públicos, incluidas en muchos casos, las empresas eléctricas, de telecomunicaciones, etc. del país en cuestión. Esa es una complicación adicional ya que el promotor independiente (IPP) firma un contrato con una empresa privada (una empresa eléctrica) cuya propiedad coincide con quien tiene el poder efectivo de cambiar el marco regulatorio y fiscal del país, lo que ahonda aún más el perfil de riesgo de la inversión, ya que una de las partes, llegado el momento puede erigirse en juez y parte.
- Al margen de otras valoraciones legales, habrá que analizar cómo los datos técnicos diferenciales de esta región (más irradiación, menos disponibilidad del recurso hídrico, etc.) así como los datos financieros singulares (sistema financiero menos maduro, con alta presencia de bancos que trabajan con esquemas de finanzas islámicas, etc.) inciden finalmente en el apetito del inversor, ya que todos los factores de riesgo específicos del proyecto se ven incrementados por otros más globales como el riesgo político, riesgo país, y riesgo divisa entre otros.

La mayor parte de los promotores independientes suelen tener una visión prudente acerca de las inversiones en la zona geográfica de MENA por la falta de estabilidad ya señalada. Sí es relevante que tal y como muestra la tabla a continuación, la proximidad geográfica ayuda a generar niveles mayores de confianza.

Tabla V.3. Perfiles de diferentes países de la región MENA como destino de la inversión desde la óptica de un Inversor europeo.

Región	Oil & Gas Miles Mn TOE	Oil & Gas %	Gen. Eléctrica	Transmisión Distribución	Interés Estrat. UE	Riesgo País	Potencial Riesgo / Retorno
Norte África	17	5%					
Argelia	7	2%	xxx (*)	xxx	xx	Medio / Bajo	Medio / Alto
Marruecos	0	0%	xxx (*)	xxx	xx	Medio / Bajo	Medio / Alto
Libia	7	2%	xx	xx	xx	Medio	Medio
Túnez	0	0%	xxx (*)	xxx	xx	Bajo	Medio
Egipto	3	1%	xx	xx	x	Medio	Medio
Oriente Medio	114	33%					
Qatar	32	9%	xx	xx	x	Medio	Medio
Omán	2	0%	x	x		Medio	Bajo
Kuwait E. Árabes	16	5%	xx	xx	x	Medio	Medio
Unidos	20	6%	xx	xx	x	Medio	Medio
A. Saudí	44	13%	xx	xx	x	Medio	Medio

- Leyenda:

- XXX: Máxima puntuación; XX: Puntuación media; X: Mínima puntuación

- (*): Con capacidad para exportar a la UE vía infraestructura directa.

Fuente: Endesa Generación

5.4 Sistema mixto de contratos privados (PPAs) complementados con incentivos fiscales y obligaciones normativas: Estados Unidos como representante del sistema mixto.

5.4.1 El refuerzo fiscal y la obligación de generación renovable como refuerzo del contrato privado: el sistema mixto.

En puntos anteriores se ha revisado el caso europeo en el que el esfuerzo institucional a nivel UE es la fuerza orientadora de las políticas concretas de los Estados miembro. Independientemente de la fórmula final elegida (tarifas, certificados verdes, sistemas de subastas, licitaciones, o incentivos fiscales), el esfuerzo de retribución y la generación de la seguridad, de las garantías y de la estabilidad regulatoria descansa en las instituciones públicas.

En yuxtaposición, la región MENA, al ser una zona geográfica de regímenes pseudos-democráticos o directamente, dictaduras explícitas o encubiertas, los estados gozan de mucha menos credibilidad institucional, por lo que el mercado busca la confianza en los contratos privados, en la solvencia y salud financiera de las partes.

Frente a estos dos extremos, confianza en la institución pública o en la voluntad estrictamente privada, nace un tercer sistema, el empleado en EEUU, que no deja de ser un sistema híbrido de los dos anteriores, buscando una fórmula en la que el retorno y la mitigación del riesgo descansan sobre la voluntad privada y sobre un apoyo institucional claro.

La mayoría de los Estados han colocado los asuntos energéticos en el eje de sus políticas, convirtiéndose prácticamente en un aspecto transversal que se tiene en cuenta a la hora de tomar las decisiones fundamentales del Estado en su conjunto.

En los últimos tiempos la energía se vincula al concepto de seguridad. La garantía de suministro energético, que tanto preocupaba en la Unión Europea, está directamente relacionada con la seguridad nacional en el caso de los EEUU, especialmente por el hecho de que la mayoría de las fuentes energéticas fósiles se encuentran en países con regímenes políticos inestables e incluso "estados fallidos".

En este contexto la autosuficiencia energética se convierte en uno de los objetivos fundamentales de todas las regiones.

Existen dos caminos a explorar en paralelo y simultáneamente para aspirar a la no dependencia energética: de un lado, conseguir una reducción del consumo a través de la eficiencia energética con el fin de reducir el "apetito energívoro" del modelo económico (la intención es incrementar la eficiencia en un 50% para 2030, incluyendo el aumento de la eficiencia en la construcción de nuevos edificios); y de otro lado, la apuesta por las energías renovables, cuya producción puede tener lugar en el propio territorio.

En esta línea, Estados Unidos ha lanzado una regulación que impulsa la generación y consumo de energías renovables¹⁷⁶.

¹⁷⁶ El entonces candidato a la Presidencia de los EEUU y hoy actual Presidente del país, Barak Obama, respecto al modelo energético norteamericano, establecía tres guías claras para salir de la dependencia externa y reducir el impacto medioambiental del modelo actual ([www.http://www.barackobama.com](http://www.barackobama.com)). Las claves son las siguientes:

"1.- Chart a new energy future: President Obama has a comprehensive plan to chart a new energy future by embracing alternative and renewable energy, ending our

Todo ello se debe contextualizar teniendo en consideración dos factores coyunturales fundamentales: la lucha contra el cambio climático (el gobierno de los EEUU se ha comprometido a reducir las emisiones en un 80% sobre los niveles de 1990 para 2050) y la crisis económica, que puede minimizar las expectativas y afectar severamente los planes de inversión.

5.4.2 El sistema mixto aplicado en EEUU.

Estados Unidos es la segunda potencia en producción eléctrica con origen en las energías renovables, sólo por detrás de China, quien debido a la mega-construcción de la presa de las "Tres Gargantas"¹⁷⁷, ocupa una posición de privilegio.

Sin embargo, en energías verdes (exceptuando la hidráulica por la circunstancia anteriormente mencionada) es Estados Unidos la primera potencia mundial.

Parece evidente a la luz de las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA si se emplean sus siglas en inglés) que la generación a partir de fuentes de energías renovables crecerá de forma significativa en la próxima década, siendo los EEUU uno de los países clave de ese crecimiento futuro tan prometedor para las renovables.

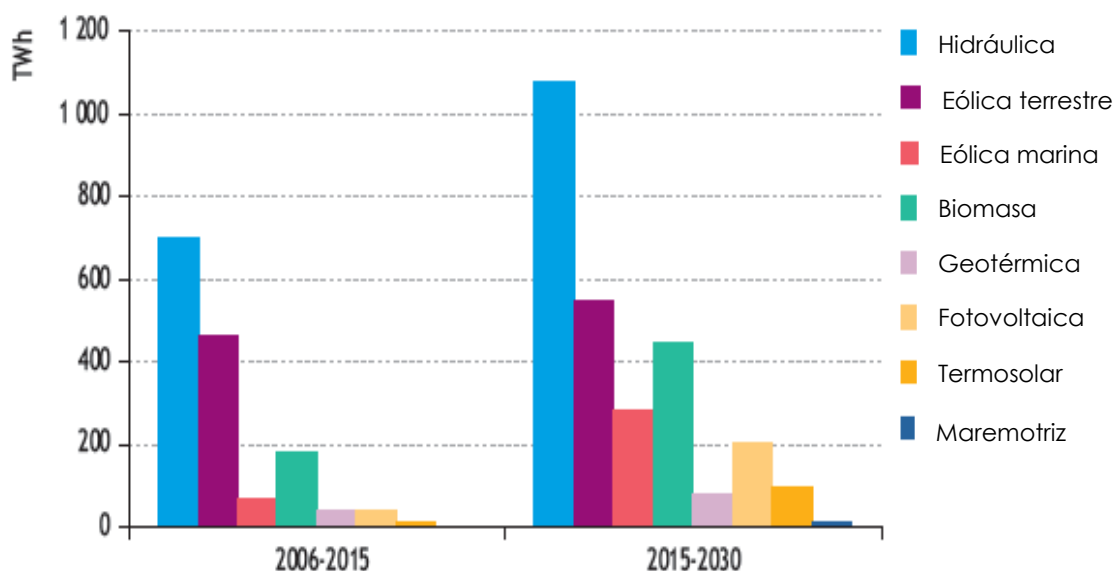
addiction to foreign oil, addressing the global climate crisis and creating millions of new jobs that can't be shipped overseas.

2.- Invest in clean, renewable energy: To achieve our goal of generating 25 percent of our energy from renewable sources by 2025, we will make unprecedented investments in clean, renewable energy – solar, wind, biofuels, and geothermal power.

3.- Fight climate change: We will invest in energy efficiency and conservation, two sure-fire ways to decrease deadly pollution and drive down demand. And we will hold special interests accountable as we finally work to address climate change and its potentially catastrophic effects".

¹⁷⁷ La presa de las Tres Gargantas está situada en el curso del río Yangtsé en China y es la planta hidroeléctrica más grande del mundo. Comenzó su construcción en 1994, y en 2003 comenzó a operar el primer grupo de generadores. A partir de 2004 se instalarán un total de 4 grupos de generadores por año, hasta completar la obra. Esta prevista su finalización para finales del año 2009. Su capacidad de generación es absolutamente abrumadora: 32 turbinas de 700 MW cada una, totalizando una potencia de 22,4 GW, generando en conjunto una energía eléctrica de unos 100 TWh al año.

Gráfico V.3. Incremento en la generación eléctrica mundial de las energías renovables



Fuente: IEA. *World Energy Outlook 2008*¹⁷⁸. Chapter 7 - Renewable energy Outlook (pag 164)

El sistema mixto hace referencia a que la rentabilidad en el mercado americano se obtiene básicamente por dos vías:

- Contrato privado (PPA) a través del cual el productor de energía (IPP) se compromete a vender lo producido a una determinada empresa eléctrica a un determinado precio. Los contratos privados funcionan en esta zona geográfica de forma muy similar a lo comentado en MENA, por lo que no se reiterará su funcionamiento.
- Apoyo institucional que adoptará diferentes formas o cauces en función del Estado en que se ubique la instalación de generación, ya que el tratamiento es muy heterogéneo.

Se pueden destacar los siguientes “cauces” de apoyo institucional:

¹⁷⁸ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. “World energy outlook 2008”. Francia. Año 2008. OECD/IEA, 2008

1. Créditos fiscales¹⁷⁹. Mediante diferentes regulaciones estatales y/o federales se concede a los promotores la capacidad de generar créditos fiscales que pueden ser monetizados, bien a través del autoconsumo de dichos créditos en el caso de generar beneficios suficientes para ello, o bien, a través de la transmisión de los créditos fiscales a terceros a cambio de un precio que es acordado entre las partes. En EEUU los créditos fiscales son activos que se pueden monetizar mediante su transmisión a terceros.

1. Production Tax Credits (PTCs). El PTC es un incentivo federal que está designado para apoyar la producción de megavatios de origen renovable. Es un "complemento federal" de precio que se sumaría al precio por Mwh pactado en el contrato de PPA. Generalmente se suele conceder por un tiempo determinado (los primeros diez años de generación del proyecto) y sirven para reforzar la rentabilidad del proyecto de inversión.

Los proyectos que pueden optar al PTC son eólicos, solares, geotérmicos y de biomasa. Este tipo de instalaciones pueden recibir 2,1cent\$/kWh durante los primeros 10 años de vida del proyecto. Es un incentivo íntimamente ligado a la producción y por tanto no fijo, variable con ella.

2. Investment Tax Credits (ITCs). Los créditos fiscales vinculados a la inversión (ITCs) son otro incentivo federal que consiste en la generación de un crédito fiscal vinculado a los activos de la instalación de generación de energía renovable. Se calcula como un porcentaje del volumen total de activos de la instalación. Hay una lista de qué activos son elegibles para formar parte de la base de cálculo del crédito fiscal. Desde principios de 2006, este crédito fiscal se elevó hasta el 30% bajo el *Energy Tax Incentives Act of 2005*. Estos ITCs fueron

¹⁷⁹ El Presidente Obama ratificó con fecha del 17 de febrero de 2009 "*The American Recovery and Reinvestment Act of 2009*", lo que implicaba la extensión de los créditos fiscales a la producción (PTC) y los créditos fiscales de la inversión (ITC). Además de estos dos incentivos, en esa misma regulación se aprobó un sistema de subvenciones dedicadas a promover el crecimiento de los proyectos de energía renovable en este entorno de crisis financiera internacional.

prorrogados por la Administración Obama en Febrero de 2009.

Con incentivos como los ITCs y los PTCs se ha conseguido incluso cuadruplicar la capacidad eólica en los últimos años.

Estos créditos fiscales se han prorrogado otros ocho años hasta 2016 en el caso de la energía solar, pero sólo un año más para la eólica. Si anteriormente era opinable la eficacia de esta política hoy, con dificultades para obtener financiación, está claro que se presenta como necesaria para impulsar el sector, e incluso se está valorando aumentar esta vía fiscal a través de mecanismos adicionales.

Debido a la crisis financiera internacional, que ha puesto prácticamente a todas las empresas norteamericanas en números rojos, la Administración Obama ha creado entre otras medidas excepcionales, un fondo público estatal contra el que se pueden monetizar los créditos fiscales, sin necesidad de encontrar una contraparte con beneficios empresariales y apetito para hacer uso de los créditos fiscales generados por un tercero.

2. *Renewable Energy Portfolio Standard* (RPS en adelante). Obliga a las empresas eléctricas a generar o adquirir un determinado porcentaje de megavatios de origen renovable.

En la actualidad 28 Estados tienen RPS (cuotas mínimas de producción de energía renovable) que fijan unos requisitos muy heterogéneos de entre el 10% y el 15% de energía renovable. En ausencia de estándares federales, cada Estado establece sus propios niveles de generación, tecnologías y multas por incumplimiento.

El Gobierno federal busca una armonización a largo plazo del 10% para 2012 para todos los Estados y del 25% en 2025 para la totalidad de los mismos.

Los RPS son un mecanismo absolutamente clave, especialmente si llevan asociados sistemas duros de penalizaciones en casos de incumplimiento.

Tabla V.4. Renewable Energy Portfolio Standard (RPS) en vigor. Sept-2009

Estado	% de RPS	Objetivo	Organismo de administración del RPS
Arizona	15%	2025	Arizona Corporation Commission
California	33%	2030	California Energy Commission
Colorado	20%	2020	Colorado Public Utilities Commission
Connecticut	23%	2020	Department of Public Utility Control
Distrito Columbia	20%	2020	DC Public Service Commission
Delaware	20%	2019	Delaware Energy Office
Hawaii	20%	2020	Hawaii Strategic Industries Division
Iowa	105 MW		Iowa Utilities Board
Illinois	25%	2025	Illinois Department of Commerce
Massachusetts	15%	2020	Massachusetts Division of Energy Resources
Maryland	20%	2022	Maryland Public Service Commission
Maine	40%	2017	Maine Public Utilities Commission
Michigan	10%	2015	Michigan Public Service Commission
Minnesota	25%	2025	Minnesota Department of Commerce
Missouri	15%	2021	Missouri Public Service Commission
Montana	15%	2015	Montana Public Service Commission
New Hampshire	23.8%	2025	New Hampshire Office of Energy Planning
New Jersey	22.5%	2021	New Jersey Board of Public Utilities
New Mexico	20%	2020	New Mexico Public Regulation Commission
Nevada	20%	2015	Public Utilities Commission of Nevada
New York	24%	2013	New York Public Service Commission
North Carolina	12.5%	2021	North Carolina Utilities Commission
North Dakota*	10%	2015	North Dakota Public Service Commission
Oregon	25%	2025	Oregon Energy Office
Pennsylvania	8%	2020	Pennsylvania Public Utility Commission
Rhode Island	16%	2019	Rhode Island Public Utilities Commission
South Dakota*	10%	2015	South Dakota Public Utility Commission
Texas	5,880 MW	2015	Public Utility Commission of Texas
Utah*	20%	2025	Utah Department of Environmental Quality
Vermont*	10%	2013	Vermont Department of Public Service
Virginia*	12%	2022	Virginia Dep. of Mines, Minterals, and Energy
Washington	15%	2020	Washington Secretary of State
Wisconsin	10%	2015	Public Service Commission of Wisconsin

*Cinco Estados (North Dakota, South Dakota, Utah, Virginia, y Vermont) han fijado objetivos voluntarios de generación de renovables.

Fuente: US Departmenty of Energy. <http://apps1.eere.energy.gov/states/>

En un entorno como el actual, de crisis financiera, de crédito y económica, los RPS cobran aún más importancia, ya que los créditos fiscales pueden perder su atractivo si se reducen los beneficios de las empresas, o incluso se alcanzan pérdidas, ya que en ese caso hay muchísimas dificultades para transformar el crédito fiscal en caja.

El gran problema de los RPS es que establecen un objetivo mínimo de generación renovable, pero en la mayor parte de los casos, los Estados no establecen a su vez un desglose de ese porcentaje por tipos de tecnología renovable, lo que provoca que la mayor parte de las empresas eléctricas se decanten siempre por la fuente de generación renovable más barata, es decir, mayoritariamente, la energía eólica y en menor medida, la fotovoltaica, dejando en un papel muy secundario otras tecnologías como la termosolar que nos ocupa.

3. *Renewable Energy Certificates (REC)*. Este es un sistema de seguimiento y comercialización de certificados de energía renovable. Cada instalación de energía renovable recibe un certificado por cada megavatio generado. Estos certificados pueden ser adquiridos por empresas eléctricas con el fin de cumplir con los requisitos establecidos por cada Estado en cuanto al porcentaje mínimo de generación renovable. Los precios de los certificados dependen de los requisitos de cada Estado y la dificultad de cumplirlos. Se permite que los productores de electricidad vendan certificados o créditos para poder llevar a cabo proyectos energéticos.
4. Otro tipo de incentivos contables y fiscales. Un ejemplo muy claro de ello es la legislación que permite la libertad de amortización conforme a unas tablas regladas que facultan a los promotores para que puedan adaptar los ritmos de amortización a sus intereses, lo que al final del día permite, llegado el caso, una mejor planificación fiscal y la generación de créditos fiscales adicionales.

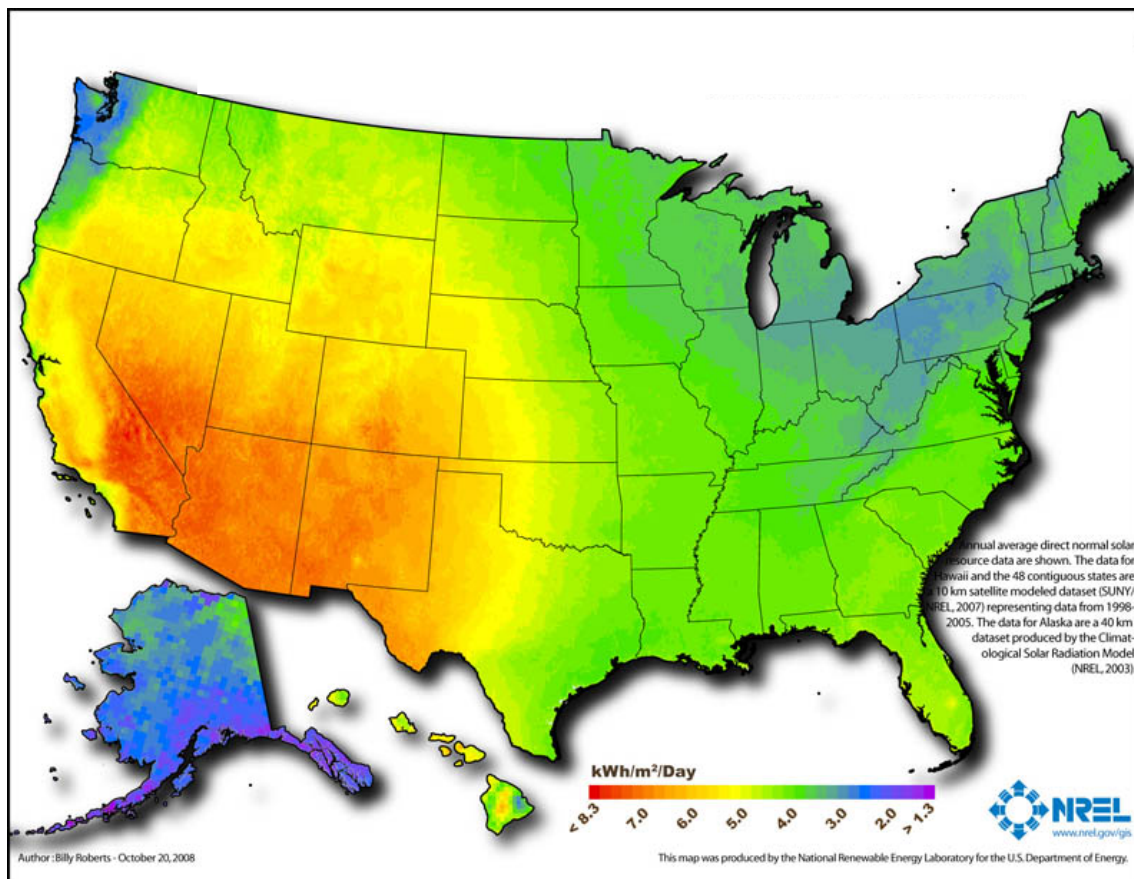
Adicionalmente a estas medidas de apoyo institucional de fomento de las energías renovables en EEUU, se han habilitado algunos mecanismos extraordinarios que incluyen un programa de subvenciones, un fondo contra el que monetizar los créditos fiscales, etc. Algunas de estas medidas han sido recientemente introducidas por la Administración Obama y su funcionamiento real es todavía una incógnita. De igual

forma, en un futuro se espera también que se apruebe el sistema nacional *Cap-and-Trade* para limitar las emisiones de dióxido de carbono, como ya se aprobara en el Estado de California.

En el caso específico de la energía termosolar, que es el principal foco de atención de esta tesis, no todos los Estados son óptimos desde el punto de vista del recurso solar, ya que la zona óptima americana, el llamado “cinturón solar” lo componen fundamentalmente cinco Estados: Nevada, Arizona, Nuevo México, California, Colorado.

En el mapa de EEUU se pueden apreciar las áreas de mayor radiación solar (*Direct Normal Irradiation* o DNI).

Grafico V.4. Irradiación solar en los Estados Unidos de América.



Fuente: National Renewable Energy Laboratory. USA.

<http://www.nrel.gov/gis/solar.html>

A la luz de estos datos de irradiación, se puede comprobar cómo el recurso solar en EEUU es hasta un 20% mayor que en las mejores zonas de España, según los parámetros de medición de NREL¹⁸⁰. Por ello,

¹⁸⁰ National Renewable Energy Laboratory

aunque el Kw/h se compre en EEUU a mitad de precio que en España se puede compensar parte de esa diferencia con la calidad del recurso solar.

Tabla V.5. Situación de incentivos en los Estados del Cinturón Solar

Estado	ITC	PTC	<i>Renewable Energy Production Incentive</i>	Comentarios
New Mexico	30% de la inversión. Sin ningún máximo	0,027\$/kWh (media). Máx.: 200.000 Mwh/año durante 10 años	2,1c\$/kWh	Créditos fiscales corporativos: 6% crédito sobre tributos personales, corporativos o ingresos brutos. El crédito fiscal será de un máximo de 60 Mn \$. Existe adicionalmente un Sales Tax Exemption: 100% de los ingresos brutos por venta a instalación de energía solar
Nevada	30% de la inversión. Sin ningún máximo	-	2,1c\$/kWh	El montante que se deduce es del 2% en adelante, dependiendo del condado.
Arizona	30% de la inversión. Sin ningún máximo	10% del coste instalado como tope máximo	2,1c\$/kWh	
California	30% de la inversión. Sin ningún máximo		2,1c\$/kWh	El sistema normativo en California permite que se firmen contratos entre cliente y proveedor por una duración de 10, 15 ó 20 años para vender la electricidad renovable. Existe además un Property tax exemption de hasta un valor del 100% del activo.
Colorado	30% de la inversión. Sin ningún máximo		2,1c\$/kWh	Property tax exemption según ciudad (www.cml.org)

Fuente: US Department of Energy & Elaboración propia.

Es lógico pensar que la mayor parte de los desarrollos termosolares se centren en ese cinturón solar del sudoeste norteamericano, ya que en esas zonas hay ubicaciones físicas con niveles de irradiación muy similares a ubicaciones óptimas de la región MENA.

5.4.3 Conclusiones acerca del sistema mixto aplicado en EEUU.

El sistema mixto norteamericano de inclusión de un mecanismo doble de remuneración de las instalaciones renovables es claramente una mezcla de los dos sistemas (primas y PPAs puros) que hemos visto en las otras dos regiones geográficas, Europa y MENA.

Las instituciones en EEUU gozan de la suficiente estabilidad como para poder implementar un sistema de tarifas (de hecho, ya hay algún proyecto estatal para ello, ya que el Estado de California está actualmente estudiando su implantación a imagen y semejanza de los existentes en Europa), sin embargo prefiere confiar en la iniciativa privada para descansar en los PPAs mayoritariamente el perfil riesgo-rentabilidad de este tipo de proyectos.

En el caso de MENA no hay otra alternativa, ya que la debilidad de sus instituciones no permite el establecimiento de un sistema de tarifas con garantías. EEUU sí tiene esa alternativa pero se ha decantado por un sistema mixto, bajo la creencia de que una mezcla de las fuerzas de mercado y un apoyo institucional limitado es la mejor de las combinaciones para poder atraer la inversión en energías renovables.

El gran problema del sistema norteamericano reside por tanto en que al aunar las dos fuentes de rentabilidad (la de origen privado vía PPA y la de origen público vía créditos fiscales), necesariamente deben darse las dos en el tiempo y la evidencia empírica demuestra que no es una coincidencia fácil.

Es decir, se necesita de un lado que los proyectos de inversión firmen PPAs realistas entre el productor independiente (IPP) y la empresa eléctrica, y que al mismo tiempo, los incentivos y apoyos institucionales estén en marcha y sean fácilmente aprovechables, al tiempo de que se cumplan los objetivos marcados en los respectivos RPS de los Estados.

En teoría el sistema mixto parece aunar lo mejor de los dos mundos, del europeo que descansa sobre la pesada carga de la tarifa y el de MENA que deja todo el espacio de mercado a la iniciativa privada. La realidad por el contrario demuestra que este sistema teórico falla por las siguientes razones:

- Las empresas eléctricas, ante la obligatoriedad de obtener un cierto porcentaje de su generación con origen renovable, se lanzan a firmar toda clase de PPAs. Incluso si éstos son meras quimeras, meros contratos vacíos porque es económicamente imposible producir

megavatios renovables y venderlos a esos precios firmados, ya que en muchos casos ni si quiera cubren los costes de producción. La empresa eléctrica, cuando llega el momento de que el *US Department of Energy*, o la Comisión Federal correspondiente le pida cuentas sobre el cumplimiento de los *Renewable Energy Portfolio Standards* (RPS), siempre podrá argumentar que lo ha intentado, pero que ha sido la parte privada, el IPP del proyecto, el que finalmente no ha cumplido el contrato y no ha sido capaz de construir el activo de generación tal y como se había comprometido.

- La empresa privada promotora ¿qué obtiene firmando un PPA ficticio? podría preguntarse cualquier analista del mercado eléctrico norteamericano. Lo primero que hay que señalar es que no tiene ningún tipo de penalidad por hacerlo, por no ejecutar el proyecto de inversión. Esto supone que básicamente está realmente liberado de ejecutar el proyecto de generación de energía renovable, porque ya desde el mismo momento de la firma sabe a ciencia cierta, que con la tecnología disponible, es simplemente imposible. Firmando un PPA digamos que “poco realista” consigue un nombre en el mercado, argumentos a su favor a la hora de construir un teórico portafolio de contratos ya firmados y gana argumentos de cara a cualquier transacción en mercado. Y todo a pesar de que todos los jugadores serios saben a la perfección que son PPAs irrealizables. Sin embargo estos PPAs sí tienen su valor a efectos de ampliaciones de capital de esos IPPs ya que pueden transmitir a la comunidad inversora una idea de *pipeline* o cartera de proyectos futuros. La otra gran explicación a la firma de PPAs poco realistas descansa en la capacidad de introducir cambios a posteriori.

Es decir, muchos promotores en el mercado norteamericano ante las peticiones de oferta de las empresas eléctricas, presentan PPAs con precios imposibles. Así pasan los filtros de los sucesivos cortes hasta ser finalmente adjudicatarias del contrato PPA con la empresa eléctrica. Una vez conseguido esto, y transcurrido un tiempo, tratan de justificar un cambio en las condiciones de mercado para tratar de incrementar el precio de venta de la energía. Si son exitosos, llevan a cabo el proyecto y si no son capaces de incrementar la rentabilidad del proyecto de inversión, simplemente no lo ejecutan ya que la penalidad por ello o bien es inexistente o bien es mínima.

En paralelo, en esos primeros PPAs, estos jugadores están aprendiendo el proceso, ganando experiencia de cómo es el sistema en EEUU y desarrollando contactos en el sector.

- En el momento actual, el apoyo institucional tampoco está siendo muy útil. Lo que más valor tiene dentro del marco de apoyo institucional en EEUU son los RPS y los créditos fiscales. Los RPS ya hemos visto de qué manera pueden ser sorteados por las empresas eléctricas locales, de forma que lo que es una obligación de generación, por este “agujero” del sistema, queda completamente vacía de contenido.

En el caso de los créditos fiscales, actualmente han perdido gran parte de su atractivo. Esto se debe a la difícil crisis económica y financiera que sufre el mundo desde mediados del año 2007. Esta crisis ha redundado entre otros muchos efectos en que el *Corporate América*, es decir, el grueso de las empresas norteamericanas, han incurrido en pérdidas.

Esto les permite generar sus propios créditos fiscales, y por consiguiente, el apetito para adquirir créditos fiscales de terceros se reduce dramáticamente, hasta el punto de que muchas corporaciones sólo estarían dispuestas a comprar el crédito fiscal con un descuento mayúsculo, y eso si no es el caso en el que directamente no desean comprarlo a ningún precio. En muchos casos, el mercado se ha vuelto completamente ilíquido para la transmisión de créditos fiscales.

Tan dramática es la situación que una de las medidas que está tratando de desarrollar la Administración Obama es la creación de un fondo contra el que los promotores de renovables puedan monetizar su crédito fiscal (es decir, sería la propia Administración la que acabaría comprado el crédito fiscal generado).

Tal y como se aprecia en los puntos anteriores, el teórico sistema mixto tiene “agujeros” en su diseño que los agentes de mercado han sabido aprovechar en su beneficio.

Esto ha coincidido en el tiempo con una situación macroeconómica de poco crecimiento, lo que ha debilitado sobremanera la fortaleza de los mecanismos de apoyo institucional.

La conclusión es contundente: a pesar de que se espera que EEUU sea uno de los puntos geográficos clave en el desarrollo de las energías renovables, la realidad a día de hoy es que marcha con un significativo retraso frente a Europa, cuyo sistema de tarifas parece ser más efectivo, y más aún en tiempos de recesión económica.

5.5 Conclusiones del análisis de los marcos regulatorios

Este capítulo no ha perseguido hacer un estudio exhaustivo de la legislación, analizando las aportaciones de cada una de las normas, leyes o reglamentos que se han ido aprobando con el paso del tiempo.

El objetivo de estos párrafos es más bien el de entender cómo funcionan los distintos mecanismos retributivos dentro de los marcos normativos (de haberlos) y cómo estos pueden incidir de forma significativa en la promoción de los proyectos de energías renovables. Sin embargo, rechazamos frontalmente la idea señalada por otros autores¹⁸¹ e incluso por la propia Comisión Europea¹⁸², de que el éxito o fracaso del despertar de las energías renovables depende exclusivamente del marco normativo. Sin duda es un factor muy importante, pero como ya demostraremos más adelante, no es el único en absoluto.

El volumen de inversiones que se va a dedicar a las energías renovables en los próximos años es absolutamente impactante. Siguiendo las predicciones que hace la propia IEA, estos montantes alcanzarán los 120 Bn. USD en 2015 y los 200 Bn. USD hacia el año 2030.

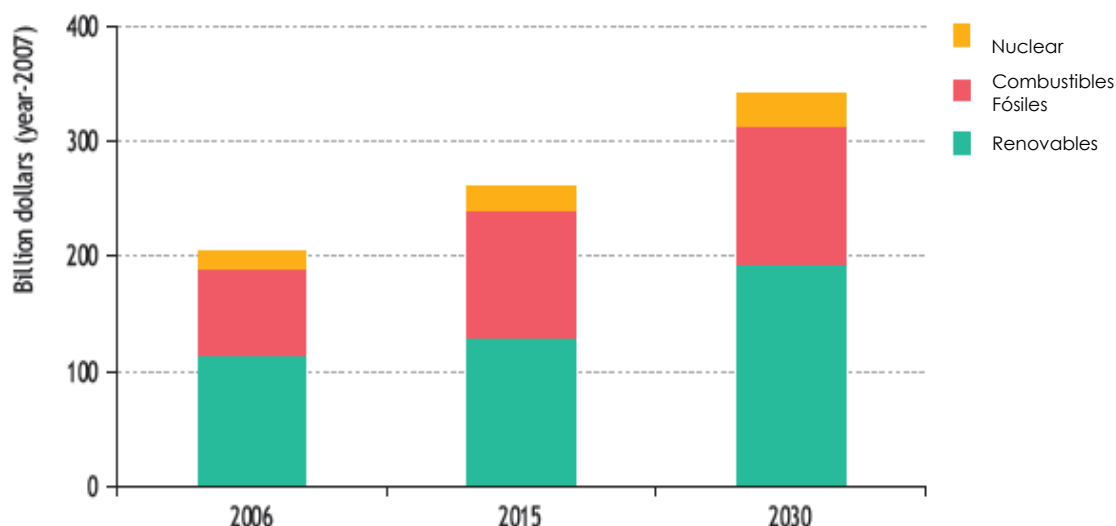
Que este montante de inversiones se dirija hacia una zona geográfica u otra dependerá de muchos factores, siendo el marco normativo uno de los más importantes, aunque ciertamente no el único.

De las líneas anteriores parece deducirse claramente que el apoyo institucional es clave para el desarrollo de las renovables, y que la elección es siempre complicada, ya que una mayor intervención del Estado acaba redundando en un mayor esfuerzo económico de las arcas públicas. Por el contrario, la nula intervención del Estado es muy barata, pero sin ella este joven sector no desarrolla la suficiente confianza como para desplegar las millonarias inversiones en un sector tan sumamente intensivo en capital. Basta como botón de muestra las impresionantes cifras de inversión previstas y que se detallan en el gráfico a continuación.

¹⁸¹ BECKER, FERNANDO & VARIOS AUTORES. "Tratado de regulación del Sector Eléctrico. Aspectos económicos. Tomo II". Capítulo 19. Thomson-Aranzadi. Navarra. Año 2009.

¹⁸² COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Commission staff working document "The support of electricity from renewable energy sources". Accompanying document to the Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. Bruselas. Año 2008. Ref. Documento: COM(2008) 19 final

Gráfico V.5. Inversiones mundiales en nuevos activos de generación según su origen.



Fuente: IEA. *World Energy Outlook 2008* . Chapter 7 - Renewable energy Outlook (pag 178).

Los sistemas por tanto que hemos analizado han sido:

- **Sistema de apoyo institucional total.** Representado por un sistema de tarifas en el que el Estado es el garante de su pago y de su estabilidad temporal. Tiene a su favor que no hay mejor garantía que la del Estado (si se trata de un estado serio e institucionalmente bien establecido) y tiene como gran crítica que el extra-coste que suponen las primas de las renovables lo acaban soportando o bien los Presupuestos Generales del Estado, o bien, el consumidor final en el recibo de la luz. Simplemente hay que asumir que el paso a un modelo económico menos “energívoro” no es ni fácil ni barato. Nadie dijo nunca que esta iba a ser una transición gratuita¹⁸³.
- **Sistema de iniciativa privada total.** Representado aquí por la firma de los PPAs entre compañías privadas en la región MENA. Al carecer de Estados democráticos plenos con fuerte arraigo institucional, el mercado deposita la confianza en la voluntad de las partes, quienes expresan sus derechos y obligaciones en los PPAs firmados. La gran

¹⁸³ De nuevo aquí nos hacemos eco de la expresión anglosajona ya comentada en algún otro capítulo que tan bien resumen esta filosofía: “*There is no such thing as a free lunch*”

ventaja de este sistema es que el mercado es soberano y sólo se firman PPAs realistas y factibles, que pueden acabar transformándose en proyectos reales. La gran dificultad de esta zona geográfica es la falta de garantías: en términos de riesgo país, en término de conflicto de intereses (estado, patrimonio personal de las casas reales, propiedad de las empresas eléctricas nacionales, etc. suelen tener comunes denominadores) y en términos de estabilidad a largo plazo. Son proyectos cuyos retornos hay que buscarlos en plazos de 20 o 25 años y esta zona del mundo lamentablemente no se caracteriza por su estabilidad geopolítica en periodos temporales tan extensos.

- **Sistema mixto de apoyo institucional e iniciativa privada.** Representado por el sistema norteamericano de PPAs más el refuerzo institucional a través de distintos apoyos como la obligatoriedad de la generación renovable (RPS) y los créditos fiscales. Teóricamente un sistema completo pero la realidad demuestra que hay en su diseño incentivos negativos para la iniciativa privada (la firma de PPAs irrealistas) y que en determinadas circunstancias, los mecanismos de apoyo institucional pierden prácticamente toda su validez (RPS no desglosados por tecnologías).

Así las cosas, todo apunta a que el sistema más efectivo de los tres analizados, es el sistema europeo de tarifas. Sin embargo, tal y como hemos apuntado ya en párrafos anteriores, rechazamos la idea de que sólo éste sea el factor determinante, e incluso rechazamos la idea de que sea el factor más importante a la hora de explicar el éxito en el fomento de los proyectos de inversión en el campo de las energías renovables.

Las tarifas si cabe refuerzan su efectividad más aún en épocas de crisis, ya que el respaldo institucional facilita en mayor medida la “financiabilidad” de los activos de generación renovable, pero a cambio de un sobre-precio en el recibo de la luz de los consumidores o en el mayor déficit del Estado. Lo que en cualquier caso queda en evidencia es el hecho de que la transición hacia un modelo menos “energívoro” no será ni fácil ni barato para la sociedad, a pesar de que son muy pocas las voces que cuestionan su necesidad.

**CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA MODELIZACIÓN DE LA
INVERSIÓN EN PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES: LOS PLANES DE
NEGOCIO TERMOSOLARES**

Capítulo VI: Análisis de los resultados de la modelización de la inversión en proyectos de energías renovables: los planes de negocio termosolares

6.1 Desarrollo de los planes de negocio en el campo de la tecnología termosolar.

6.1.1 Estructuración del plan de negocio para la tecnología termosolar.

6.1.2 Los pasos en la estructuración de la financiación de un proyecto termosolar.

6.1.3 Los riesgos específicos en la estructuración financiera de la inversión en proyectos termosolares.

6.2 Comparativa de los planes de negocio termosolar: El plan de negocio de Torre Central frente al plan de negocio de la tecnología Cilindro Parabólica.

6.2.1 El plan de negocio de la tecnología de Torre Central

6.2.1.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de cash flow.

6.2.1.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar de torre central.

6.2.1.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar de torre central.

6.2.1.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar de torre central.

6.2.1.5 Conclusiones del análisis del plan de negocio termosolar de torre central.

6.2.2 El plan de negocio de la tecnología de Cilindro Parabólico

6.2.2.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de cash flow.

6.2.2.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.2.2.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.2.2.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar cilindro parabólico.

6.2.3 Conclusiones de la comparación de los resultados de los dos planes de negocio

6.3 Modelización del caso base financiero en un entorno de sistema de tarifas reguladas. El caso de la tecnología cilindro parabólica en España.

6.3.1 Ventajas y desventajas del sistema tarifario: lecciones aprendidas

6.3.2 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de tarifas.

6.3.3 Conclusiones del análisis de los planes de negocio en un entorno de tarifas reguladas.

6.4 Modelización del caso base financiero en un entorno de sistema de de contratos privados (PPAs) complementados con incentivos fiscales y obligaciones normativas. El caso de la tecnología cilindro parabólica en Estados Unidos.

6.4.1 Ventajas y desventajas del sistema de PPAs más incentivos fiscales: lecciones aprendidas

6.4.2 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de PPAS más incentivos fiscales.

6.4.2.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de cash flow.

6.4.2.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.4.2.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.4.2.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar cilindro parabólico.

6.4.2.5 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de sistema mixto de incentivos fiscales más los contratos de PPAs.

6.4.3 Conclusiones del análisis de los planes de negocio en un entorno de mezcla de iniciativa privada y apoyo público.

6.5 Modelización del caso base financiero en un entorno de sistema de acuerdo entre compañías privadas (PPA –*power purchase agreement*). El caso de la tecnología cilindro parabólica en Oriente Medio & Norte de África.

6.5.1 Ventajas y desventajas del sistema de PPAs puro: lecciones aprendidas

6.5.2 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de PPAs puros.

6.5.2.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de cash flow.

6.5.2.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.5.2.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar cilindro parabólico.

6.5.2.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar cilindro parabólico.

6.5.2.5 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de sistema puro de contratos PPAs.

6.5.3 Conclusiones del análisis de los planes de negocio en un entorno de iniciativa privada y apoyo público.

6.6 Conclusiones.

6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA MODELIZACIÓN DE LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES: LOS PLANES DE NEGOCIO TERMOSOLARES

6.1 Desarrollo de los planes de negocio en el campo de la tecnología termosolar.

En el caso de la inversión termosolar, al igual que ocurre en el resto de planes de negocio desarrollados para otras tecnologías renovables, es necesario recopilar y refinar datos de origen técnico (tales como producción, consumos de gas, presupuestos de operación y mantenimiento, coste del contrato EPC), de origen económico y financiero (relativos a las estimaciones de tipos de interés, coberturas de tipos, previsiones de inflación, etc.), así como datos de origen legal o normativo (información relativa a los derechos económicos marcados en los diferentes Reales Decretos en términos de tarifas, primas, créditos fiscales, etc.).

Por ello la construcción de un modelo financiero en el campo de las renovables requiere de un conocimiento multidisciplinar con el fin de dar coherencia a toda esa información con un origen tan heterodoxo.

El punto de partida de cualquier modelo, será determinar la cuenta de resultados del mismo, para lo cual necesitamos conocer en primer lugar la línea de ingresos y por tanto, los derechos económicos que confiera el marco normativo a esa tecnología específica que estamos evaluando (en nuestro caso la termosolar).

Son varios los sistemas que se han empleado en distintas localizaciones geográficas con el fin de poder establecer un marco regulatorio lo suficientemente atractivo como para atraer la inversión hacia las iniciativas de energías renovables tal y como hemos señalado en el Capítulo V.

Cada gobierno, a través de sus propios procesos legales de toma de decisiones, determinará cuál de estas estrategias, o que grado de variación sobre alguna de ellas, cumple mejor con los intereses del Estado, teniendo en cuenta que cualquier política energética debe estar orientada a encontrar la adecuada combinación de fuentes de energía¹⁸⁴ que permita asegurar ahora y en el futuro la cobertura de las

¹⁸⁴ En esta misma línea, una de las conclusiones del Congreso Mundial de la Energía, celebrado en Sydney (Australia) del 5 al 9 de septiembre de 2004, era precisamente que se deben mantener abiertas todas las opciones energéticas y no se debe idolatrar ni demonizar ninguna tecnología. Estas incluyen las opciones convencionales de carbón, petróleo, gas, nuclear e hidroeléctrica, y las nuevas fuentes de energía

necesidades del conjunto del país, al tiempo que este servicio se dé en las mejores condiciones posibles técnicas, económicas y medioambientales.

Los recientes aumentos en los precios de la energía probablemente se conviertan en los precursores de una tendencia a más largo plazo. Aunque fomentarán la tan necesaria eficiencia energética y estimularán la inversión, plantearán serias dificultades para extender el acceso a los servicios energéticos modernos al tercio de la población mundial que aún carece de ellos, o cuyo acceso es inadecuado para el desarrollo económico.

Un sistema energético que contiene dichas injusticias no es ni sostenible ni aceptable. Una mayor proporción de la inversión mundial en infraestructuras debe asignarse a la energía. Para ello es esencial contar con precios que reflejen los costes. Los sistemas energéticos que no se pagan a sí mismos en el medio o largo plazo no son sostenibles. Los marcos regulatorios deben reconocer esto y deben proveer estabilidad y transparencia para atraer oportunamente la inversión necesaria. Para cumplir estas condiciones es *conditio sine qua non* analizar el impacto que cada fuente de energía tiene sobre determinados parámetros considerados fundamentales para el correcto establecimiento de la política energética.

Uno de esos parámetros será la seguridad del suministro, pero otro sin lugar a dudas será el del coste / beneficio¹⁸⁵ de dicha fuente de generación de energía.

renovable, combinadas por supuesto con una mayor eficiencia energética. Cada una de ellas está sujeta a incertidumbres, y no podemos permitirnos desaprovechar ninguna de ellas. La diversidad de las fuentes energéticas es la base de un sistema fuerte, aún si la matriz óptima varía según las circunstancias locales.

¹⁸⁵ Estamos en presencia de lo que se ha denominado sociedad del riesgo, que abarca muchos otros sectores, entre los cuales el de las renovables es uno más. Como pone de manifiesto J. ESTEVE PARDO, en *Técnica, Riesgo y Derecho*. Ariel. Barcelona. 1999, págs. 32-33, "los riesgos que nos sitúan en el umbral de una nueva era presentan otras dimensiones. Se deben también a la acción humana, pero en ellos es muy amplia la zona de incerteza, tanto en lo relativo a sus causas como a sus efectos. Sus causas están en actividades de una gran complejidad tecnológica y por ello son de muy difícil determinación; en torno a ellas no existe en muchos casos un acuerdo o consenso científico, entre otras razones porque es muy frecuente la concurrencia de causas (v.g. actuaciones industriales acumuladas y procesos naturales que las propagan) y algunas ni tan siquiera pueden ser identificables con los conocimientos científicos del momento".

Por su origen, por su estructura y por su actividad, el sector de las renovables está sometido a un amplio control por parte de los poderes públicos, tanto en lo meramente administrativo como en lo propiamente técnico. Esta singularidad necesariamente confiere a las renovables un grado de transparencia¹⁸⁶ mayor que el diseñado para otros sectores. La normativa prevé, así, un grado de transparencia y de participación¹⁸⁷ de las partes interesadas significativo para todas las actividades del sector.

¹⁸⁶ Esta transparencia de la actividad energética resulta también una exigencia de la actual democracia participativa, fundada en el diálogo y la transparencia hacia la sociedad civil y las asociaciones, esto es, a la "sociedad civil organizada", y que responde a los valores propugnados desde hace unos años en el marco de la denominada "Gobernaza europea". De acuerdo con el "Libro Blanco de la Gobernanza Europea", elaborado por la Comisión en 2001 [COM (2001) 428 final], cinco son los principios que constituyen la base de una buena gobernanza: apertura, participación, responsabilidad, eficacia y coherencia. Esta nueva dimensión de la participación ciudadana resulta especialmente acusada en aquellos ámbitos en los que, como ocurre con el sector energético, concurren intereses vinculados a la protección del medio ambiente y a la seguridad ciudadana. Por lo que respecta a los instrumentos de participación en materia de medio ambiente, actualmente están recibiendo un fuerte impulso en la Comunidad Europea y, por ende, en España, como consecuencia de la firma del Convenio de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (CEPE/ ONU) sobre "El acceso a la información, la participación del público en la toma de decisiones y el acceso a la justicia en asuntos ambientales", adoptado en la Conferencia Ministerial "Medio ambiente para Europa" celebrada en Aarhus, Dinamarca, el 25 de junio de 1998, y conocido como "Convenio de Aarhus". Desde la firma por la CE de este Convenio se han aprobado dos directivas a través de las cuales se incorporan de manera armonizada para el conjunto de la Unión las obligaciones correspondientes a los pilares de acceso a la información y de participación en los asuntos ambientales. Se trata de la Directiva 2003/4/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al acceso del público a la información medioambiental, la segunda la Directiva 2003/35/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, que establece medidas para la participación del público en la elaboración de determinados Planes y Programas ambientales y mejora determinados procedimientos en cuanto a los cauces de participación. En el Derecho español se ha aprobado la Ley 27/2006 con el objeto de transponer la Directiva relativa al acceso del público a la información medioambiental, la relativa a la participación pública en materia de medio ambiente y de desarrollar, más allá de las exigencias del Derecho comunitario, determinados derechos y obligaciones reconocidos en el Convenio de Aarhus.

¹⁸⁷ Esta participación ha sido puesto de manifiesto por la OIEA en diversos documentos reguladores, como por ejemplo, en la Safety Requirements GS-R-1 "*Legal and govermental infrastructure for nuclear, radiation, radioactive waste and transport safety*", Viena. 2000. En dichos documentos se reconoce que un paso muy importante en el desarrollo de la legislación es lograr una perspectiva clara sobre la manera en que una nueva ley, o una ley revisada, podría repercutir sobre aquellas personas e instituciones con un interés concreto (partes interesadas). Similarmente, y de igual importancia, sería necesario entender de qué forma los interesados consideran que se verán afectados.

Otra de las características que definen el ordenamiento jurídico de las energías renovables es precisamente la relación tan intensa que se produce entre el avance tecnológico de una industria en constante evolución y la regulación legal que debe dar respuesta, de la manera más inmediata posible¹⁸⁸, a una serie de cuestiones que se hallan huérfanas de normativa, ya que la propia estructura y funcionamiento de cualquier sistema legal implica el consumo de unos plazos que compadecen mal con la respuesta ágil que se debe ofrecer en un sector tan relevante para la población y el medio ambiente.

A la hora de construir el modelo financiero partiendo de cero, podríamos concluir lo siguiente:

Debido a las percepciones diferentes sobre quienes tienen un interés genuino en una actividad, no existe definición concluyente sobre quiénes son los interesados, ni parece probable que se alcance una definición aceptable para todas las partes. Sin embargo, tradicionalmente se ha considerado como partes interesadas a: el sector regulado y los profesionales del mismo; las entidades científicas; las agencias gubernamentales (locales, regionales y nacionales); los medios de comunicación; el público (los individuos, grupos comunitarios y grupos de interés); y los demás Estados (sobre todo Estados vecinos con los que se hayan suscrito acuerdos para el intercambio de información relativa a posibles repercusiones transfronterizas, o bien Estados involucrados en la importación o exportación de ciertas tecnologías o materiales).

La participación de las partes interesadas puede lograrse de distintas formas y en diferentes fases del proceso legislativo. Dependiendo de la cultura y las prácticas de un Estado en concreto, a menudo la opción más sensata es la de involucrar a las partes interesadas en una fase temprana, así como en cada una de las etapas del proceso. Por ejemplo, la aportación de las partes interesadas puede buscarse mientras se realizan las tareas de valoración y evaluación de los programas y leyes existentes. Además, en muchos Estados, las partes interesadas tienen derecho a presentar sus impresiones en alguna fase del proceso. Estas impresiones pueden realizarse o bien mediante una presentación escrita a agencias gubernamentales, comités legislativos o comisiones especiales, independientemente de las entidades que realicen la valoración.

En algunos casos es útil el preparar un documento sobre el que las partes interesadas pueden reaccionar; un documento de este tipo ayuda a canalizar los comentarios que, de otro modo, pueden dispersarse hacia temas de relevancia menor o marginal. Sin embargo, los comentarios realizados en respuesta a una petición general de opiniones pueden ser muy valiosos, incluso si requieren un mayor esfuerzo de revisión por parte de las entidades responsables de realizar la valoración.

¹⁸⁸ No obstante lo anterior, la realidad es bien distinta. Como pone de manifiesto J. L. CASTO RUIZ, "La necesaria revisión de la normativa nuclear: El Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas". Diario La Ley, Número 5960, 23 de febrero de 2004.

- La línea de ingresos del plan de negocio vendrá notablemente marcada por los derechos económicos que asigne el contrato privado o el marco normativo concreto para esa tecnología. Evidentemente, como ya hemos apuntado en infinidad de ocasiones previas, existe una altísima correlación entre estabilidad de ese régimen normativo y económico y la "financiabilidad" de los proyectos. Cuanto más estable y previsible sea el régimen regulatorio, mayor será el grado de apalancamiento que podrá asignarse a los distintos proyectos de inversión.
- El resto de la cuenta de resultados, es decir, mayoritariamente el capítulo de costes vendrá marcado fundamentalmente por el contrato de Operación y Mantenimiento que se haya firmado, cuya naturaleza es eminentemente técnica.
- El balance del plan de negocio vendrá determinado fundamentalmente por: i) la inversión inicial (que resultará de la suma del coste del contrato de construcción del activo - generalmente contrato en la forma de llave en mano o EPC¹⁸⁹- más todos aquellos gastos de promoción del proyecto también denominados "gastos de la propiedad"); ii) y la decisión de financiación de dicha inversión, es decir, por la combinación de recursos propios (aportación de los accionistas) y recursos ajenos (normalmente en la modalidad de project finance).
- Como consecuencia de las hipótesis técnicas, normativas y financieras, obtendremos un estado de flujos de caja que determinará el perfil, la recurrencia y cuantía del flujo de caja generado. Sobre este concepto el accionista analizará si el proyecto de inversión concreto cumple o no con sus expectativas de rentabilidad.

Una vez superado este escollo, el accionista debe -sobre la base del plan de negocio elaborado- verificar la "financiabilidad" del

¹⁸⁹ El EPC es sólo una de las alternativas contractuales que se pueden emplear por parte de los promotores frente a las entidades financieras. Este tipo de modalidad contractual "llave en mano" se suele hacer siempre bajo la premisa de precio y plazo cerrado, ya que la financiación más empleada, el project finance, exige un conocimiento muy preciso de los costes e ingresos de los proyectos, y por tanto, esta modalidad contractual da garantías acerca de la mínima desviación en flujos de caja del proyecto.

Otras modalidades empleadas en la financiación de proyectos de renovables son BOT (Build Operate Transfer), BOOT (Build Own Operate Transfer), BOO (Build Own Operate), BLT (Build Lease Transfer), DBFO (Design Build Finance Operate) y DCMF (Design Construct Manage Finance).

mismo, es decir, si el perfil de generación de caja del proyecto es lo suficientemente robusto como para admitir un alto apalancamiento, típicamente en la forma de project finance.

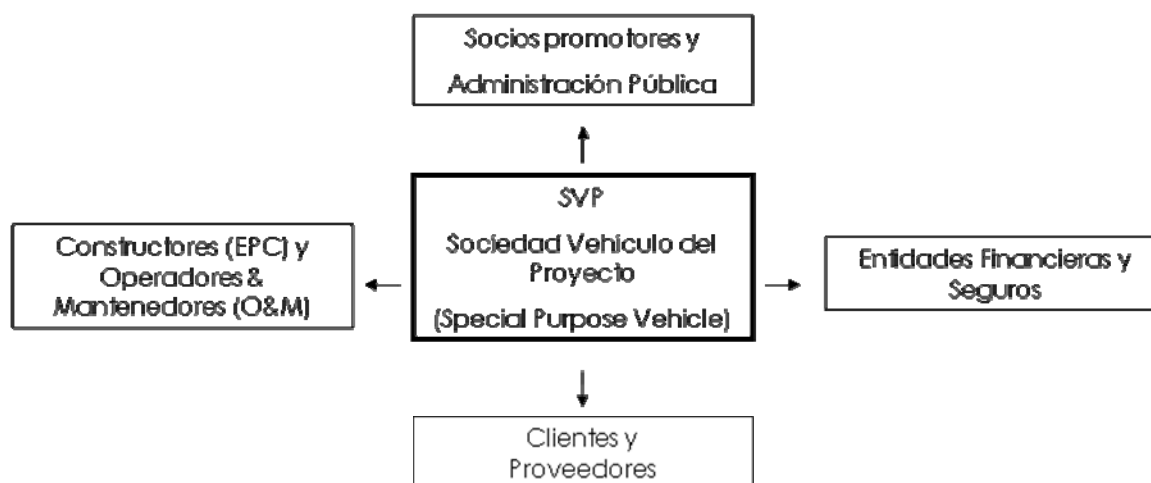
6.1.1 Estructuración del plan de negocio para la tecnología termosolar.

Lo primero a la hora de construir el modelo de negocio termosolar es fijar por anticipado la estructura jurídica, es decir, el esqueleto societario y contractual sobre el que se va a edificar la totalidad del modelo de negocio.

Las decisiones en esta fase del proyecto no sólo van a condicionar la estructura del modelo, sino también los retornos del mismo y el perfil de riesgo de la inversión en gran medida.

La estructura más comúnmente seguida en la financiación de proyectos termosolares hasta la fecha ha sido la que se explicita a continuación:

Grafico VI.1. Estructura básica del modelo de negocio termosolar



Fuente: Elaboración propia.

Pasaremos a definir a continuación los papeles desempeñados por cada uno de los agentes anteriormente detallados.

- **Socios promotores y Administración Pública.** Se trata de involucrar en esta fase del proyecto a aquellos accionistas que además de contribuir con recursos propios en la proporción correspondiente, aporten algo más, es decir, la tendencia es buscar lo que los

anglosajones denominan “*smart money*” (dinero inteligente), es decir, accionistas que además de aportar dinero ayuden de manera directa o indirecta a mejorar la rentabilidad del proyecto o a mitigar algunos de sus riesgos. Por esta razón, por ejemplo suele ser muy habitual en los proyectos de energías renovables ver accionistas “semi públicos”, como por ejemplo, las sociedades de capital riesgo regionales. Con su involucración se consigue abrir un cauce privilegiado de comunicación con la Administración Pública, absolutamente clave si se considera la enorme carga de licencias, permisos y trabas administrativas por las que debe pasar un proyecto termosolar antes de convertirse en un activo de generación eléctrica.

- **Sociedad Vehículo del Proyecto.** Esta es típicamente una sociedad de nueva creación, que se estructura como una sociedad limitada o sociedad anónima. Sí que es necesario que exista en este sentido una identificación total entre sociedad jurídica y proyecto. Es decir, se trata de que el proyecto constituya la totalidad de los activos y pasivos de la sociedad jurídica, con el fin de delimitar claramente los riesgos y responsabilidades sobre el perímetro de la sociedad vehículo.
- **Constructores.** Los constructores de los activos termosolares suelen ser normalmente varias empresas que acometen mediante una unión temporal de empresas (UTE en adelante) el contrato de construcción. Normalmente están integrados al menos por una firma de ingeniería y una firma de construcción civil. Dada la complejidad técnica de las plantas termosolares, tanto los inversores como las entidades financieras suelen exigir empresas de ingeniería y constructoras con sólidas y fundadas referencias técnicas.

Tal y como hemos señalado anteriormente la modalidad contractual más comúnmente empleada es la del contrato EPC, si bien, en el campo de las energías renovables pueden encontrarse ejemplos de construcción bajo otras modalidades:

- **Contrato EPC (*Engineering, Procurement & Construction*).** El contratista se compromete a entregar la planta finalizada en un plazo determinado, con un presupuesto cerrado, de forma que los ahorros sobre ese presupuesto cerrado redundan en beneficio del contratista, de la misma forma que las desviaciones de mayor coste son asumidas por sus propios márgenes. A cambio de este contrato, a los contratistas beneficiarios del EPC se les exige una serie de

garantías, siendo la más relevante de cara al plan de negocio la de plazo, precio y la de funcionamiento y/o rendimiento. Estas garantías suponen tener respaldado por un tercero que el activo termosolar va a tener como mínimo un determinado valor de producción garantizada, que no es otro que el especificado en el caso base o caso bancario.

- Contrato BOT (*Build, Operate & Transfer*). Bajo las siglas B.O.T. se incluyen diferentes variantes de contratación en las que existe una concesión administrativa sobre determinados servicios mediante la cual, un organismo público concede a una entidad privada la posibilidad de construir una planta o la puesta en marcha de un servicio, explotarlo en régimen de cuasi-monopolio y, tras un período de tiempo predeterminado, ser devuelto a la Administración.
- Contrato BOOT (*Build, Own, Operate & Transfer*). Un BOOT, construye (*build*), posee (*own*), explota (*operate*) y transfiere (*transfer*). Permite al inicialmente interesado encargar la ejecución y explotación de un proyecto a una sociedad vehículo del proyecto (SVP en adelante) constituida para tal efecto sin pagar previamente nada por ello, pasando a dicha SVP la explotación de lo construido durante un número de años determinado lo suficientemente amplio como para poder “resarcirse” con un margen sobre lo ejecutado y devolver en paralelo la financiación.

La diferencia frente al contrato BOT en estos casos reside en una mayor garantía para la SVP basada en ser propietaria de lo construido hasta finalizar el periodo de explotación pactado. Se suele aplicar a las concesiones administrativas de los Estados, quienes tratarán de equilibrar su deseo de desarrollar el país y retomar propiedad y control cuanto antes y la necesidad de que la deuda sea pagada y los accionistas de la SVP sean remunerados adecuadamente. En muchos países en desarrollo, la legislación no permite a las SVP ser propietaria de activos de interés público, lo que termina por orientar el proyecto a las modalidades contractuales BOT anteriores.

- Contrato BOO (*Build, Own & Operate*). Cuando el periodo estimado de vida útil de los activos del proyecto que la SVP

va a poseer y explotar coincide aproximadamente con el tiempo de explotación necesario para devolver deudas y remunerar a los accionistas de la SVP, no tiene mucho sentido que se transfiera la propiedad al final. Los Estados que sean promotores iniciales para que se construya y explote un servicio público, a veces prefieren que sea la iniciativa privada quien lo preste, siempre bajo su control de calidad, condiciones y precios. En estos casos, BOOT pierde la T, no se transfiere la propiedad de activos utilizados de escaso valor al final de la explotación. Un ejemplo son las plantas de tratamiento de aguas y depuradoras municipales, concedidas en explotación a una firma privada, la SVP, durante el periodo que se prevé sea utilizable con un mantenimiento normal. En el sector minero, un promotor privado puede agrupar a varios interesados en explotar una mina en una SVP que es quien la compra, construye el proyecto y lo explota hasta el agotamiento del mineral.

- Contrato BLT (*Build, Lease & Transfer*). Aunque parezca que la diferencia de BLT con BOT pueda ser pequeña, las consecuencias del BLT en *project finance* son importantes. En BLT, la SVP construye y gestiona un *leasing* al inicialmente interesado en su construcción, que es quien suele operarla. De acuerdo con el concepto de *leasing*, con la última cuota transfiere la propiedad de los activos explotados. Bajo *leasing*, el propietario de los activos “alquila” la planta o el activo financiado, sin perder la propiedad, a cambio de recibir pagos periódicos bajo la forma de cuotas.

La SVP se constituye para construir el proyecto para un interesado, que no le paga durante su construcción. La SVP se financia para acometer el proyecto. Pero, y esta es la gran diferencia, la SVP para obtener la financiación necesaria vende los activos a las instituciones financieras prestamistas, que son los propietarios. Ya no lo es la SVP o el promotor o Estado inicialmente interesado.

Los prestamistas propietarios de los activos no se dedican al negocio de explotar proyectos. Lo que hacen es estructurar el *project finance* bajo BLT, alquilando los activos construidos en régimen de *leasing* al inicialmente interesado. Quien construye es la SVP, son propietarios los bancos y alquila como *leasing* quien al final se queda la propiedad, con el pago de la última cuota.

Bajo este último esquema se han desarrollado muchos proyectos en Oriente Medio, ya que la estructuración del proyecto cambia radicalmente al tener que respetar los principios de las finanzas islámicas, en las que sin ir más lejos, no existe una financiación directa de las entidades financieras a los promotores debido a que la ley islámica prohíbe el pago de intereses.

Las funciones de la SVP quedan desvirtuadas, pues su responsabilidad es sólo construir lo contratado. Sólo si se acuerda al principio, sus accionistas participarán en la explotación. El flujo de caja que produzca el proyecto deberá pagar las cuotas de *leasing*. Para la SVP los bancos, más que financiar, han comprado los activos, pagándolos a la SVP.

Un BLT casi no es un project finance como tal. La garantía de pago de las deudas ya no es el flujo de caja. Si el proyecto quiebra, los bancos propietarios tienen otro contrato como garantía: el *leasing*. Deberá cumplirse por el promotor inicial que “alquila” a los bancos propietarios lo construido, independiente de lo que consiga sacar de rendimiento al proyecto. El *leasing* se hace sobre un activo de gran valor (un avión, un equipo industrial...). Esta es una formula contractual que está más cerca de la financiación de activos que del project finance puro.

- Contrato DFBO (*Design, Finance, Build & Operate*). Esta variante de un BOT dentro del *project finance* ha sido masivamente empleada en proyectos de infraestructuras, más concretamente, en infraestructuras con peaje en sombra. El constructor constituye una SVP que se encarga de diseñar y construir la infraestructura para el Estado, verdadero propietario de los activos terminados. La SVP debe financiarse durante la construcción y el período de explotación pactado. Los flujos de caja sirven para repagar financiación, remunerar a los accionistas de la SVP y afrontar el pago de los costes de diseño y construcción, y vienen del pago periódico del Estado por la utilización o tráfico de usuarios que haya sido registrado. Para el Estado no es un peaje privado, los usuarios no pagan directamente. De ahí su nombre de “peaje en sombra”, ya que aunque el usuario privado no pague, lo hace a través del Estado con sus impuestos. El Estado consigue no

endeudarse directamente y repartir el pago de la autopista a lo largo de los años de explotación.

- Contrato DCMF (*Design, Construct, Manage & Finance*). Diseñar, construir, gestionar y financiar, aplicado sobre todo en el sector público, con criterios de gestión de la SVP constituida para proyectos BOT similares a los de un hotel. Ejemplos habituales de un DCMF son las prisiones o los centros sanitarios. Una SVP diseña el servicio a prestar de acuerdo con los deseos expresos del Estado, le pone precio, lo construye, lo financia y lo gestiona. El Estado responde en estos casos pagando un alquiler por el uso, que son los flujos de entrada de caja para el promotor privado. En el caso de los hospitales públicos (la propiedad suele ser del Estado, quien controla los parámetros de calidad y precio) el Estado paga un alquiler por cada cama ocupada. Este mismo esquema se usa por ejemplo en los *project finance* de prisiones, en los que el Estado paga por alquilar para el uso del preso cada celda ocupada. Las finanzas públicas no se ven cargadas con nuevo endeudamiento, aunque el presupuesto tendrá que soportar el gasto anual de alquiler que corresponda.
- Contrato OB (“open books” o “libros abiertos”). Esta modalidad contractual es poco menos que incompatible con la financiación vía *project finance*, ya que no garantiza unos determinados flujos de inversión. Es decir, el contratista va trabajando y se le reembolsan los costes asumidos, pero sin ninguna limitación adicional. Las garantías que suelen darse por parte de los contratistas son significativamente menores bajo esta modalidad contractual que bajo la del EPC, ya que la responsabilidad última suele ser del “cliente” puesto que el contratista sólo “ejecuta sus órdenes”. Normalmente, esta fórmula de contratación de libros abiertos suele darse cuando la financiación del activo termosolar se realiza con fondos corporativos.
- Operadores & Mantenedores. Mediante este contrato se va a regular la relación existente entre la SVP y la empresa encargada de operar la planta a diario. A menudo, esta función de O&M es realizada por la propia sociedad, es decir, son los propios accionistas los que asumen el papel de operadores del activo. Se establece normalmente un precio fijo por estos servicios de operación y mantenimiento, típicamente revisable anualmente conforme al coste de la vida. Adicionalmente, se establecen una

serie de penalizaciones en caso de que por causa del operador, no se obtengan los rendimientos esperados.

- Entidades Financieras. Son las entidades encargadas de proporcionar los recursos ajenos. Generalmente se suele articular mediante dos financiaciones:
 - Línea IVA. Consiste básicamente en la financiación de los impuestos indirectos que hay que satisfacer asociados al pago de los hitos contractuales del contrato EPC. Es decir, es un impuesto que se paga con el “préstamo IVA” que conceden las entidades financieras sobre la seguridad de que una vez la Hacienda Pública retorne ese IVA, sea de nuevo reembolsado a las entidades financieras. Es por tanto una financiación típicamente por unos meses y limitada estrictamente a la financiación de los impuestos indirectos soportados por el proyecto.
 - Deuda Senior. Este sería el préstamo del *project finance* en verdad. Es la financiación que otorgan las entidades con el fin de acometer la construcción del activo termosolar. Los términos del mismo suelen variar mucho de proyecto a proyecto, pero suele haber unos denominadores comunes:
 - Márgenes/Comisiones. Coste financiero de la deuda que normalmente se estructura en dos tramos: i) comisión inicial de estudio o apertura (generalmente entre el 1,5%- 3% del montante de deuda facilitado); y ii) Spread o margen: el diferencial que sobre la referencia de tipo de interés variable (bien sea EURIBOR o LIBOR) suele añadirse. En circunstancias normales, los diferenciales para proyectos termosolares suelen estar en el rango del 1,5% - 4,5%.
 - Plazo. Respecto al plazo, los proyectos termosolares se han financiado siguiendo básicamente dos estructuras: i) plazo de financiación de entre 18-20 años, con financiación garantizada (es decir, el promotor sabe a ciencia cierta que la financiación se ha otorgado a ese plazo y no puede ser retirada unilateralmente por las entidades financieras); y ii) estructuras “mini-perm” (es decir, típicamente en el año 7 u 8 de la financiación se abre una ventana de salida para las entidades financieras, que pueden

escoger si seguir financiando el proyecto o por el contrario, abandonarlo, siendo los accionistas en ese caso los obligados a encontrar una entidad sustitutiva o a integrar con fondos propios el montante de deuda retirado. De facto, esto lo que supone es abrir la oportunidad para los bancos partícipes para renegociar los términos de la financiación y adaptarla en ese séptimo u octavo aniversario a lo que en ese momento se entienda que son las “condiciones de mercado”). Hasta 2008, prácticamente todas las financiaciones de proyectos termosolares habían seguido un esquema de plazo a 20 años en el mercado europeo. A partir, de principios de 2008, y debido a la falta de liquidez y crisis del sistema financiero, los compromisos a tan largo plazo eran negativamente percibidos por los comités de riesgo de las entidades financieras, y la mayor parte de ellas, comenzaron a imponer a los promotores el esquema de financiación con cláusulas “mini-perm”.

- Importe de la financiación. Con dicho importe se determinará cual es el apalancamiento financiero que finalmente pueda ser soportado por el proyecto. La mayor parte de los proyectos termosolares financiados han obtenido un endeudamiento efectivo que oscila en el rango del 70% al 80% de las necesidades totales de fondos.
- RCSD (ratio de cobertura del servicio de la deuda). Definido como el flujo de caja libre generado por el proyecto dividido entre el servicio de la deuda (intereses más comisiones y devolución del principal). Las entidades financieras exigen que dicho ratio cumpla unos valores mínimos a lo largo de toda la vida de la financiación. En el caso de proyectos termosolares este ratio se mueve en rangos del 1,3x hasta los 1,45x.
- Garantías. Dentro de las condiciones no “cuantitativas” (todas las anteriores lo eran), la más relevante es la negociación relativa a las garantías. Aquí basta con señalar que la estructura típica de financiación vía *project finance* exige que durante el periodo de construcción haya recurso al accionista. Una vez finalizada la construcción del activo y

pasadas las pruebas de rendimiento de la planta termosolar, se procede al "levantamiento de garantías", procedimiento a través del cual la financiación se convierte a partir de ese momento en un *project finance* puro, es decir, sin ningún tipo de recurso al accionista y con tan sólo recurso al proyecto.

Al ser los proyectos termosolares relativamente novedosos, las entidades financieras han venido siendo extremadamente conservadoras con el tema de las garantías de rendimiento. La práctica totalidad de las instalaciones termosolares financiadas tienen un periodo de rendimiento de 3 años, de forma que el levantamiento de garantías se produce en cualquier momento de esos 3 años siempre que durante 12 meses continuados se haya dado una producción media igual o superior a la garantizada en el caso base bancario.

Adicionalmente, las entidades financieras pueden acometer la negociación de la financiación del proyecto bajo dos esquemas de agrupación:

- "*Club Deal*". Consiste en el posicionamiento de todas las entidades financieras en un plano de igualdad, es decir, todas comprometen inicialmente un montante de deuda (el *ticker* de la deuda) que desean, y es el promotor el que debe ir añadiendo un número de entidades necesario hasta completar las necesidades de recursos ajenos que demande el proyecto. Ninguna entidad garantiza nada más que lo que es estrictamente su *ticker* de deuda, sin asumir ni más responsabilidades ni compromisos.
- Aseguramiento. Bajo esta modalidad, son una o varias entidades las que se dirigen al promotor y le "garantizan" que va a disponer de la financiación necesaria. Esto no quiere decir que vaya a ser íntegramente aportada por dichas entidades, sino que estas actuarán subsidiariamente en caso de que la financiación no se complete hasta los niveles previamente pactados con otras entidades que se puedan sumar con posterioridad. Al igual que ocurría con los plazos, hasta 2008, muchas de las financiaciones de proyectos termosolares habían seguido un esquema de aseguramiento. A partir de principios de 2008, y debido a la

falta de liquidez y crisis del sistema financiero, los compromisos de aseguramiento eran negativamente percibidos por los comités de riesgo, por lo que la mayor parte de las financiaciones a partir de ese momento se cerraron bajo la modalidad de “club deal”.

- Entidades Aseguradoras. Las compañías de seguros desempeñan en la estructuración de los planes de negocio un papel absolutamente clave. Y lo hacen básicamente porque son las “compradoras” del riesgo cuya ocurrencia es altamente improbable, pero que de darse, sus consecuencias económicas serían muy significativas.

Las pólizas de seguro típicamente exigibles en los proyectos termosolares las podemos agrupar en los siguientes tres grandes grupos:

- Seguros de “Responsabilidad Civil”. Este grupo de seguros es normalmente exigible tanto a los constructores del activo termosolar como al operador de la planta. Lo que trata de cubrir básicamente son los errores de diseño y los daños causados a la planta como consecuencia de una ejecución defectuosa de los trabajos encomendados.
 - Seguros de “Todo Riesgo Construcción”. Este grupo de seguros lo que persigue fundamentalmente es tener la posibilidad de sustituir los equipos dañados por el motivo que sea, sin que ello resulte en un coste extra para los accionistas y promotores del desarrollo termosolar.
 - Seguros de “Pérdida de Beneficios”. Este es uno de los seguros más relevantes de cara a la financiación de las plantas, ya que su misión consiste en cubrir el lucro cesante, es decir, la pérdida de generación de caja que como consecuencia de una avería o un siniestro sufriría el plan de negocio. También se denomina seguro “ALOP” por sus siglas inglesas de “advance loss of profit”.
- Clientes. En el caso de las plantas termosolares en España, el cliente el final es el propio “sistema eléctrico”, quien básicamente está obligado a comprar la producción renovable de la planta por la obligación que emana de la regulación del sector eléctrico. En otros casos de planes de negocio, como el caso de

las regiones de EEUU o MENA, el cliente es una entidad privada con la que habría que suscribir un contrato de compraventa de la generación (el *Power Purchase Agreement* o PPA), en el cual se regulan las condiciones de compra del megavatio generado entre empresas privadas.

- Proveedores. Para la mayor parte de las energías renovables, el principal proveedor de materia prima es la Naturaleza, y más concretamente el Sol en el caso de los desarrollos termosolares. Se consumen también otro tipo de materias primas pero generalmente sin limitación alguna en su suministro y sin mucha relevancia económica.

Estas son básicamente las piezas que deben ser encajadas por los promotores de la inversión termosolar antes de comenzar con la modelización del plan de negocio.

6.1.2 Los pasos en la estructuración de la financiación de un proyecto termosolar.

Una vez que ya en el punto anterior se ha descrito la compleja estructuración del plan de negocio termosolar, se tratará en este apartado de explicitar secuencialmente los pasos en la construcción del plan de negocio y la determinación de su rentabilidad y “financiabilidad”. Una vez hecho lo especificado en el punto anterior, se inician las conversaciones con las entidades financiadoras hasta ganar suficiente garantía de que el proyecto contará con los fondos necesarios.

- i. Definición del Proyecto. En esta fase, la tarea fundamental de los promotores del proyecto termosolar es la de elaborar un plan de negocio detallando entre otros aspectos aquellas variables clave que sirvan para determinar el grado de madurez del mismo. Incógnitas a despejar ciertamente son:
 - Localización
 - Potencia instalada
 - Tecnología
 - Promotores / accionistas
 - Contratistas / operador y mantenedor
 - Inversión estimada
 - Estado de permisos y licencias

- Plan de negocio (estimación de irradiación solar, gastos de explotación, tarifas, coste de la inversión, número de instalaciones, potencia pico, degradación de la instalación, etc.)
- ii. Elaboración de un “Caso Base”. Una vez se ha recibido la propuesta por parte del promotor, la entidad financiera elabora su propio “caso base” que sirve de herramienta para el análisis financiero del proyecto y el cálculo del apalancamiento. Entre las variables a tener en cuenta para la realización del mismo destacan:
- Potencia pico inicial, degradación, “performance ratio” (PR), costes de inversión y de explotación (información dada por el promotor / contratista y auditada por el asesor técnico)
 - Irradiación solar que deberá ser debidamente contrastada por el asesor técnico.
 - Tarifas aplicables, en función de la potencia de cada instalación y de la normativa legal finalmente aplicable.
 - Inflación, tipo de Interés, margen de la financiación, comisiones y otras (fondo de reserva del servicio de la deuda (FRSD), impuestos, periodos medios de cobro y pago, etc.)
 - Ratio de cobertura del servicio de la deuda (RCSD)
 - Plazo

El caso base permitirá a la entidad financiera realizar sus análisis de sensibilidad y simulaciones con el fin de ganar seguridad acerca de la fortaleza financiera del proyecto. Lo que toda entidad financiera busca en un proyecto termosolar es que sea lo suficientemente robusto como para ser capaz de generar flujos de caja libre por encima del servicio de la deuda aún en los escenarios más pesimistas.

- iii. Oferta de Financiación. Tras el análisis del caso base y una vez analizado por la entidad financiera el proyecto y los riesgos del mismo se plasma la estructura de financiación en una oferta indicativa (“term-sheet”), en la que se recogen principalmente:
- Importe de la financiación y plazo
 - Condiciones financieras (margen financiero y comisiones)

- Condiciones financieras (“covenants”) de obligado cumplimiento (RCSD, apalancamiento, etc.)
- Garantía de puesta en marcha
- Garantía de operación y mantenimiento
- Garantía de titularidad
- Garantía de cambio de tarifa
- Garantía tecnológica
- Compromiso accionistas, obligaciones, condiciones previas, reparto dividendos, etc.

- iv. Mandato de financiación. Una vez valorada la oferta de financiación por parte del promotor y tras un proceso de negociación se da entrada al asesor legal del proyecto, que redacta una “Carta Mandato” de financiación, dirigida a la entidad financiera en cuestión, bajo los términos y condiciones consensuados en el “term-sheet”.

Se abre un periodo de exclusividad en el que la entidad financiera y accionistas trabajan con el objetivo de alcanzar un cierre financiero. El mandato de financiación queda sujeto a la aprobación por parte de los comités de crédito de la entidad financiera y a la recepción de un *due diligence* satisfactorio para la misma.

- v. Aprobación por comités. Se trata de un proceso interno de la entidad financiera al objeto de ratificar a través de sus órganos de decisión la oferta de financiación que ha resultado mandatada por el accionista.

Aparte de la aprobación de los principales términos y condiciones de financiación se establecen los niveles de aseguramiento y de toma final que la entidad financiera asumirá en el crédito que se firme.

Cualquier alteración, fruto de negociaciones posteriores a este hito, sobre los principales términos y condiciones recogidos en la oferta mandatada (plazo, apalancamiento, garantías, condiciones financieras, etc.) implicaría una nueva aprobación por parte de los comités de crédito.

- vi. *Due diligence* técnico. Consiste en la revisión del proyecto desde el punto de vista técnico, dando validez por parte de un tercero con conocimientos técnicos necesarios, a todas las hipótesis técnicas asumidas en el plan de negocio.

En la etapa previa al cierre financiero, el asesor técnico vela típicamente por las siguientes actividades:

- Evaluación del recurso solar con el fin de validar la irradiación solar en el punto concreto de ubicación de la planta.
- Evaluación de las tecnologías consideradas en el plan de negocio, así como su fiabilidad.
- Evaluación de los contratos técnicos más relevantes (fundamentalmente EPC y contrato de O&M)
- Evaluación técnica del caso base

En la etapa posterior al cierre financiero, el asesor técnico vela típicamente por las siguientes actividades:

- Supervisión de la construcción
- Redacción de informes de seguimiento de la construcción
- Asistencia a los ensayos para la certificación del rendimiento del activo termosolar
- Supervisión anual de la producción de las instalaciones hasta levantamiento de las garantías

vii. *Due diligence* legal. Los trabajos de asesoría legal en la financiación se dividen en las siguientes fases:

- Revisión de la situación legal de un proyecto y redacción de un informe de *Due Diligence*, lo que incluye la revisión de los aspectos societarios más relevantes de la SVP
- Contratos de Financiación. Preparación y negociación de un “*term-sheet*” y de los contratos del proyecto, así como la preparación de las garantías del proyecto.
- Actividades relacionadas con el cierre financiero, que incluyen la emisión de una opinión legal, la verificación de condiciones suspensivas para la firma / disposición, la asistencia a los bancos aseguradores en sindicación, y por supuesto, la gestión de la firma en el momento del cierre financiero (poderes, notario, etc.).

viii. *Due diligence* seguros. Con anterioridad a la firma de los contratos de financiación, el asesor de seguros procederá a la identificación y análisis de los riesgos del proyecto, la

formulación de una propuesta de un programa de seguros y la implantación del programa de seguros del proyecto.

Con posterioridad a la firma de los contratos de financiación, el asesor de seguros prestará, entre otros, los servicios de seguimiento administrativo de los contratos de seguros, asistencia y asesoramiento en caso de siniestros, y la realización de informes periódicos sobre la evolución del programa de seguros.

ix. Negociación de contratos. Los principales Contratos a negociar en fase de cierre financiero son:

- Contrato de la deuda senior
- Contrato de crédito IVA
- Contrato de compromiso de los socios, en su caso y/o aceptación de los contratos de construcción “Llave en mano” (EPC) y de “Operación y Mantenimiento” (O&M).
- Contrato de cobertura de tipos de interés (CMOF)
- Contratos de garantías
- Promesa de hipoteca de los activos inmobiliarios
- Prenda de las acciones de la SVP
- Prenda de los derechos de crédito derivados de la venta de energía
- Prenda de los derechos de crédito derivados de los contratos del proyecto (EPC, O&M, etc.), cuentas del proyecto, subvenciones, contratos de seguro y de las devoluciones de IVA
- Contrato entre acreedores (“*Intercreditor Agreement*”)

x. Cierre financiero. Dependiendo del importe de la financiación el cierre financiero puede darse a nivel asegurador o bien tras la sindicación.

El asesor legal comprueba el cumplimiento de las condiciones precedentes a la firma y disposición y emite una opinión legal.

Tras la recepción de la opinión legal favorable y la verificación del cumplimiento de las condiciones precedentes se procede a la elevación a público de los contratos de financiación.

xi. Sindicación. Una vez realizado el cierre financiero el/los banco/s asegurador/es procede/n a syndicar entre otras

entidades financieras la diferencia entre los importes asegurados y las tomas finales aprobadas internamente por cada entidad.

Este proceso, que implica la venta de parte del crédito a otras entidades financieras, conlleva entre otras actividades:

- La realización de un memorando informativo
- Distribución de los trabajos de due diligence
- Coordinación de reuniones con los asesores del proyecto
- Resolución de dudas
- Distribución de los contratos de financiación y recepción de comentarios
- Asignación de importes a las entidades participantes
- Coordinación de la firma

Una vez se han cumplimentado todos los anteriores pasos, el proyecto está preparado para comenzar su construcción, puesto que el modelo de negocio ha resultado ser satisfactorio en rentabilidad para los accionistas y cumplidor desde la óptica de la financiación, ya que los bancos habrán evaluado como apto su perfil de generación de caja.

6.1.3 Los riesgos específicos en la estructuración financiera de la inversión en proyectos termosolares.

La gestión de los riesgos se convierte en uno de los elementos clave y definitorio, puesto que a través de la financiación estructurada del proyecto se pretende conseguir una conveniente distribución de los riesgos (y en contrapartida de los beneficios) entre las partes intervinientes que más adecuadamente los pueden gestionar.

Fundamentalmente lo que la entidad financiera persigue como aportadora de la mayor parte de los recursos al proyecto, es la eliminación de las “zonas grises” en la delimitación de los riesgos.

Es decir, el objetivo de las entidades financieras es crear un entramado contractual de tal cariz que ante cualquier eventualidad, siempre haya un responsable al que reclamar la pérdida de generación de caja del proyecto.

Si es exitosa la gestión por parte de las entidades financieras y el asesor legal, lo que ocurrirá es que todos los riesgos habrán sido debidamente distribuidos. La discusión se centrará en tal caso en el reparto entre el accionista de un lado, y los contratistas (EPC y O&M) de otro.

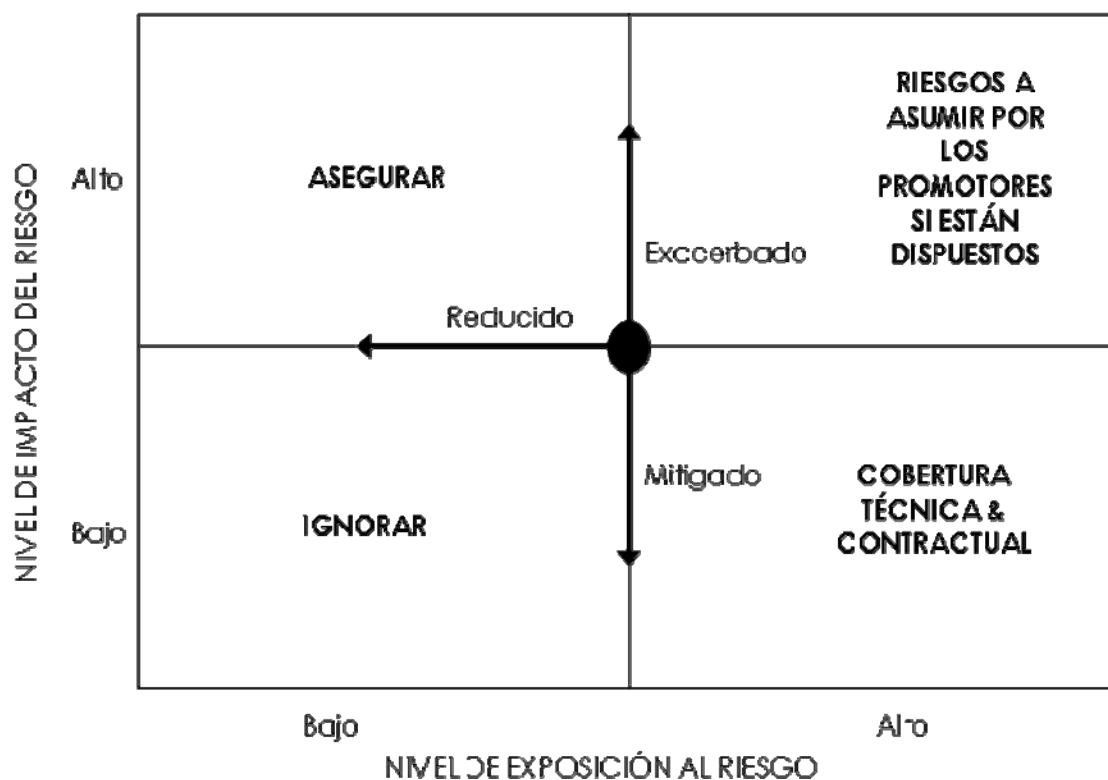
El análisis de los riesgos debe poder demostrar a las entidades financieras que existirá una alta probabilidad de devolución de la deuda aún en los escenarios más desastrosos, imponiendo así una rigurosa disciplina de control y gestión de los resultados del proyecto.

Se debe por tanto en ese ejercicio de gestión, dar respuesta a cuestiones como las siguientes:

- ¿Qué riesgos se han identificado?
- ¿Cuál es el grado de exposición a cada riesgo?
- ¿Qué estrategias de cobertura deben adoptarse?

Para ello, lo que suele hacerse es construir una matriz estratégica de riesgos con el fin de inventariarlos y tomar una decisión acerca de su gestión futura.

Grafico VI.2. Matriz estratégica de gestión de riesgos.



Fuente: Elaboración propia.

De tal forma que los riesgos que no son asumidos por los accionistas o vendidos a las entidades aseguradoras, deberán ser distribuidos contractualmente entre los accionistas y los contratistas.

Una clasificación de los riesgos según su naturaleza es la siguiente:

- Riesgos técnicos de construcción. Típicamente, los más habituales son los siguientes:
 - Riesgo de retraso o abandono del constructor
 - Riesgo de sobrecoste en el precio pactado de la inversión
 - Riesgo de infraestructuras, terrenos y transportes insuficientes
 - Riesgo de diseño tecnológico erróneo
 - Riesgo de la calidad del subsuelo
- Riesgos técnicos de operación. Dentro de este capítulo, los que más suelen preocupar a los promotores son:
 - Riesgo de caída de la producción prevista
 - Riesgo de operaciones por encima del coste
 - Riesgo de obsolescencia técnica
 - Riesgo de transporte en el coste de los productos
 - Riesgo de gestión del proyecto
 - Riesgo de suministro de bienes y servicios
 - Riesgo de calidad de la materia prima consumida
 - Riesgo de baja demanda del producto o servicio
- Riesgos legales
- Riesgos financieros. Se tratará de acotar de alguna manera la variabilidad de las principales incertidumbres desde el punto de vista financiero:
 - Grado de incertidumbre sobre resultados operativos del proyecto de inversión a desarrollar en el país.
 - Grado de incertidumbre / dificultad para atender al servicio de la deuda contraída para llevar a cabo el proyecto
 - Riesgo de abandono o no desembolso de fondos propios comprometidos.
 - Riesgo de compromiso limitado de accionistas que garantizan a financiadores
 - Riesgo de tipos de interés e inflación
 - Riesgo de tipos de cambio de divisas
 - Riesgo regulatorio
 - Riesgo fiscal
- Riesgos políticos. Muy relevantes para aquellas inversiones en zonas geográficas geopolíticamente menos estables como MENA, y mucho menos importantes cuando se refiere a proyectos europeos o norteamericanos.

- Estricto: Posibilidades de quebrantos producidos por acciones gubernamentales específicas dirigidas contra una empresa, proyecto, convulsiones sociales, etc.
 - Administrativo: Posibilidades de aumentar las restricciones a las empresas extranjeras en un país debido a intervenciones, generalmente no específicas de las autoridades.
- Riesgos medioambientales
 - Riesgo soberano. Grado de incertidumbre que surge al adquirir activos financieros emitidos por entidades de un Estado extranjero o por conceder préstamos o créditos a residentes del mismo, y que al ser garante el propio Estado, este pueda negarse al pago por razones de soberanía.
 - Riesgo de transferencia. Surge cuando el deudor o participado es una entidad privada y no pueda acceder a las divisas necesarias para realizar los pagos a que está obligada.

En un proyecto termosolar, los contratos de reparto de los riesgos suelen estar bastante estandarizados, de forma que las negociaciones suelen girar típicamente sobre los detalles de los riesgos, no sobre el reparto de los mismos entre el accionista y el contratista.

Tabla VI.1. Reparto “típico” de riesgos técnicos en un proyecto termosolar.

RIESGO	PROBABILIDAD	PARTE QUE LO ASUME	MITIGACION
Construcción	Alta	UTE Constructora	Contrato "llave mano"
Irradiación Solar	Baja	Proyecto	Auditoría Técnica
Curva de Potencia (Rendimiento máquina)	Baja	Tecnólogo	Garantía Tecnólogo / Auditoría Técnica
Disponibilidad Máquina	Baja / Media	Tecnólogo	Auditoría Técnica. Garantía de disponibilidad
Tarifa Eléctrica	Baja	Proyecto	Contrato de compra-venta de energía Marco Legal
Gastos de “O&M”	Muy Baja	Proyecto	Contrato de “O&M”
Gestión	Muy Baja	Proyecto	Contrato de Gestión
Medioambiental	Baja	Proyecto	Pliego concesiones / “Due diligence” / “O&M” (inversiones adicionales)
Cancelación Licencias y Concesiones	Muy Baja	Proyecto	Marco Legal
Devolución IVA	Muy Baja	Proyecto	“Due diligence” / compensación IVA de la facturación
Fuerza Mayor	Remota	Cía de Seguros	Contrato de seguros

Fuente: Elaboración propia

Respecto a los riesgos financieros, típicamente el reparto en un proyecto termosolar es el que se detalla a continuación.

Tabla VI.2. Reparto “típico” de riesgos no técnicos en un proyecto termosolar.

RIESGO	PROBABILIDAD	PARTE QUE LO ASUME	MITIGACION
Tipo de interés	Alta	Proyecto	Coberturas financieras con derivados: - swaps - caps, floors, collars
Tipo de cambio	Depende de la moneda	Proyecto	Coberturas financieras con derivados
Riesgo político / país	Depende del país	Sponsor/proyecto	Coberturas con Cesce, ICEX
Riesgo de capitales//fondeo	Baja / Media	Sponsor/Proyecto	Organismos Multilaterales
Riesgo de Sindicación	Baja	Banco /Sponsor	Cláusulas <i>market flex</i>
Riesgos de impago/solvencia	Baja	Monoline	Seguro de solvencia o impago. Rating
Viento (como flujo de caja)	Alta	Traders / proyecto	Coberturas financieras con derivados climatológicos
Suministros (como flujo de caja)	Alta	Traders / proyecto	Coberturas financieras con derivados sobre el petrolero, gas, electricidad

Fuente: Elaboración propia

El perfil de riesgo de un proyecto termosolar desde la óptica de la inversión, puede por tanto concentrarse en los siguientes polos:

- Riesgo regulatorio. Hace referencia a la posibilidad de que la inversión se remunere por debajo de los derechos económicos a los que se creía que se tenía derecho cuando se lanzó la inversión¹⁹⁰. Este es un riesgo que mientras exista garantía al

¹⁹⁰ Y vista la jurisprudencia, no es en absoluto un riesgo despreciable, incluso en aquellos países con sistemas de tarifas aparentemente inamovibles. Citamos sólo como botón de muestra la sentencia del Tribunal Supremo de fecha 25.10.2006. Así, en dicha sentencia el TS desestima el recurso contencioso-administrativo formulado contra los arts. 6 y 8 del RD 2351/2004 de 23 diciembre, por ser contrarios al art. 9,3 CE. Los titulares de las instalaciones de producción eléctrica en régimen especial no tienen un derecho inmodificable a que se mantenga inalterado el régimen económico que regula la percepción de las primas, no suponiendo los preceptos recurridos arbitrariedad alguna. Textualmente la sentencia establece lo siguiente: “El recurso, planteado en estos términos, no puede ser estimado. Como bien afirma el Abogado del Estado, los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial no tienen un “derecho inmodificable” a que se mantenga inalterado el régimen económico que regula la percepción de las primas. Dicho régimen trata, en efecto, de fomentar la utilización de energías renovables mediante un mecanismo

accionista lo soportan los inversores en el proyecto termosolar. Una vez levantadas las garantías del proyecto, quien realmente lo asume son las entidades financieras ya que se convierte la financiación en un *project finance* puro con la única garantía de los flujos de caja futuros del proyecto.

- **Riesgo técnico.** Hace referencia a la falta de rendimiento que el activo termosolar pueda experimentar en el futuro por un fallo técnico, bien con origen en un defecto constructivo o bien con origen en una deficiente operación. Este riesgo es asumido por los contratistas, bien sean por quien construye la planta a través del contrato EPC o bien por quien opera la planta a través del contrato de operación y mantenimiento.

Por las razones especificadas anteriormente, un proyecto termosolar que ya haya levantado las garantías frente a las entidades financieras tiene más valor que otro que esté todavía en una fase de financiación con recurso al accionista. De igual forma, un proyecto termosolar con suficientes años de operación y de demostración de "generación efectiva" tiene más valor que un proyecto recientemente construido cuyos rendimientos futuros son una incógnita.

6.2 Comparativa de los planes de negocio termosolar: El plan de negocio de Torre Central frente al plan de negocio de la tecnología Cilindro Parabólica.

En este epígrafe se van a comparar los planes de negocio de las dos tecnologías termosolares con los desarrollos industriales más prometedores, tal y como hemos señalado en el Capítulo IV de la presente tesis.

La comparación de las dos alternativas de inversión la haremos necesariamente tomando referencias de planes de negocio reales, es decir, extrayendo datos técnicos contrastados de inversiones ya realizadas en proyectos cilindro parabólicos y proyectos de torre

incentivador que, como todos los de este género, no tiene asegurada su permanencia sin modificaciones para el futuro.

Es cierto que en el caso que nos ocupa la fijación de las primas está sujeta a unas determinadas pautas normativas, según ya hemos expuesto, pero también lo es que el Consejo de Ministros puede, respetándolas, introducir variaciones cuantitativas en las fórmulas mediante las que se actualizan periódicamente las primas o en el cálculo de éstas. Si la modificación no se ha desviado de estas pautas legales -y, repetimos, no se ha alegado en contra la vulneración del artículo 30 de la Ley del Sector Eléctrico- difícilmente podrá ser considerada contraria a derecho".

central. Por esta razón, la comparativa se tiene que realizar tomando España como referencia geográfica, ya que es el único país a nivel mundial que tiene plantas financiadas en la última década de las dos tecnologías termosolares anteriormente mencionadas.

6.2.1 El plan de negocio de la tecnología de Torre Central

Tal y como se ha señalado en el Capítulo IV, se trata de la tecnología más prometedora a futuro por su escalabilidad a largo plazo, por la no existencia de monopolios o duopolios en su cadena de suministro y por tanto, con el mayor potencial de rebaja futura de costes, al tiempo que las innovaciones tecnológicas parecen ser en este campo, muy prometedoras. Esto debería arrojar en el futuro unos resultados que apunten hacia el coste de generación más competitivo de entre las alternativas termosolares¹⁹¹.

Dentro de las posibles configuraciones de los activos termosolares, todas las comparaciones se realizarán sobre la base de plantas con almacenamiento térmico, ya que esta tecnología es a la luz de todas las opiniones técnicas, la configuración del futuro ya que convierte los activos termosolares en fuentes de generación gestionables¹⁹², lo cual supone una ventaja competitiva muy relevante frente a otras tecnologías renovables (tales como la eólica o la fotovoltaica).

6.2.1.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de flujos de caja

El proyecto de referencia en lo que se refiere a aspectos técnicos, económicos y financieros a la hora de evaluar la tecnología de torre central es el proyecto denominado “*Gemasolar*”, planta termosolar cuyo promotor único es la sociedad española *Torresol Energy Investments, S.A.* ya que se trata de la única planta en el mundo de torre central con almacenamiento de sales y completamente financiada comercialmente en el mes de noviembre de 2008.

La potencia instalada para la planta es de 17 Mw nominales y tiene un plazo de construcción de 34 meses. Es un proyecto absolutamente

¹⁹¹ GIL GARCIA, GREGORIO. “Energías del S. XX. De las energías fósiles a las alternativas”. Capítulo 3. Energía solar a alta temperatura. Apartado 3.3. Sistema de torre solar. Aplicación del sistema, ventajas e inconvenientes. Aspectos técnicos. Rendimientos y costes. Editorial AMV Ediciones. Año: 2008. ISBN-13: 978-84-96709-13-3.

¹⁹² LÓPEZ MARTÍNEZ, ALMA ROSA. “Almacenamiento Térmico. Almacenamiento térmico a través de sales inorgánicas”. Renovetec. Artículo disponible en la World Wide Web (WWW). <http://centralestermosolares.com/almacenamientotermico.html>

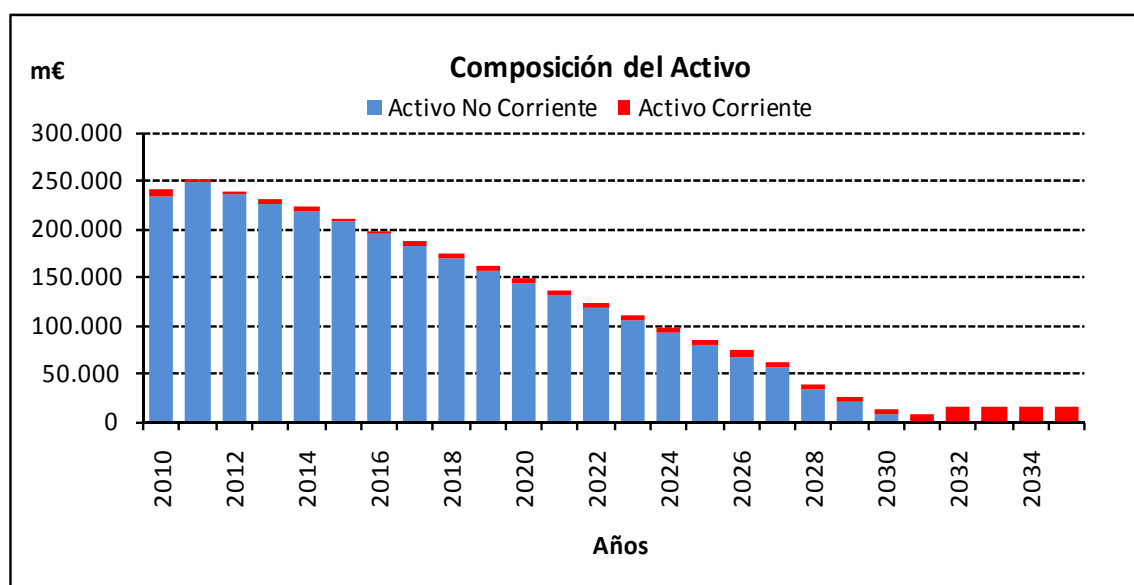
prototípico, el “estado del arte” en plantas de torre central con almacenamiento térmico a partir de sales fundidas, ya que recoge las enseñanzas del proyecto “Solar Two” desarrollado y financiado por el *Department of Energy* (DOE) norteamericano en la década de los ochenta y mejora considerablemente sus rendimientos.

La planta tiene una inversión inicial prevista de 252,5 Mn € que se desglosan en 199,8 Mn € de coste del contrato EPC, a lo que hay que añadir unos 15,4 Mn € de gastos de desarrollo y gastos de la propiedad, así como un montante total de 37,2 Mn € de intereses intercalarios.

En la inversión original, apenas se contempla alguna partida de circulante ya que tan sólo se han considerado en el plan de negocio unas existencias mínimas de pequeño material de sustitución (fundamentalmente repuestos de espejos), por lo que el grueso del activo lo constituye la inversión de la planta en sí misma tal y como refleja el gráfico siguiente.

No se contempla ninguna inversión en activo adicional más allá de la inicial, ya que todos los gastos de operación y mantenimiento son cargados anualmente contra la cuenta de resultados tal y como establece el Nuevo Plan General Contable (NPGC) y las *International Financial Reporting Standards* (IFRS), al entenderse que esos gastos de mantenimiento no suponen ni una mejora del rendimiento del activo ni un alargamiento de la vida útil del mismo.

Gráfico VI.3. Composición del activo en el plan de negocio.



Fuente: Elaboración propia. Modelo de negocio solar de torre central.

La producción estimada media para la planta en base anual es de 95,88 GWh/año. Este volumen tan notable de generación eléctrica se explica especialmente por la enorme capacidad de almacenamiento de la planta, que en los meses pico de verano puede alcanzar hasta las 17¹⁹³ horas de almacenamiento térmico.

Debido a esta característica tan marcada de su capacidad de almacenamiento, los ratios típicos de inversión por megavatio nominal de la planta arrojan valores tremendamente confusos, ya que puede dar la impresión de ser una planta extraordinariamente poco rentables si consideramos ese valor del ratio de 14.853 Mn €/Mw nominal.

Esta razón puede refinarse mucho más si en lugar de emplear en el denominador la capacidad nominal de la planta empleamos un valor mucho más lógico como es el de la producción anual de la planta, dónde ya se ve reflejado claramente el efecto del almacenamiento de sales.

Así de esta forma el ratio de inversión por producción anual arroja un valor de 2,63 Mn €/GWh año, mucho más comparable como veremos más adelante con el resto de tecnologías termosolares.

Adjuntamos los estados financieros completos (cuenta de resultados, balance y estados de flujos de caja) del plan de negocio de la torre central de 17 Mw con almacenamiento térmico en el ANEXO I.

Tal y como se aprecia en el dichos estados financieros, los ingresos medios del proyecto, una vez que ha entrado en la fase de explotación operativa, ascienden a los 35,5 Mn € con un EBITDA medio en ese mismo periodo de 24,6 Mn €, lo que supone un margen EBITDA medio del 69,2% para la vida de la planta estimada en 25 años.

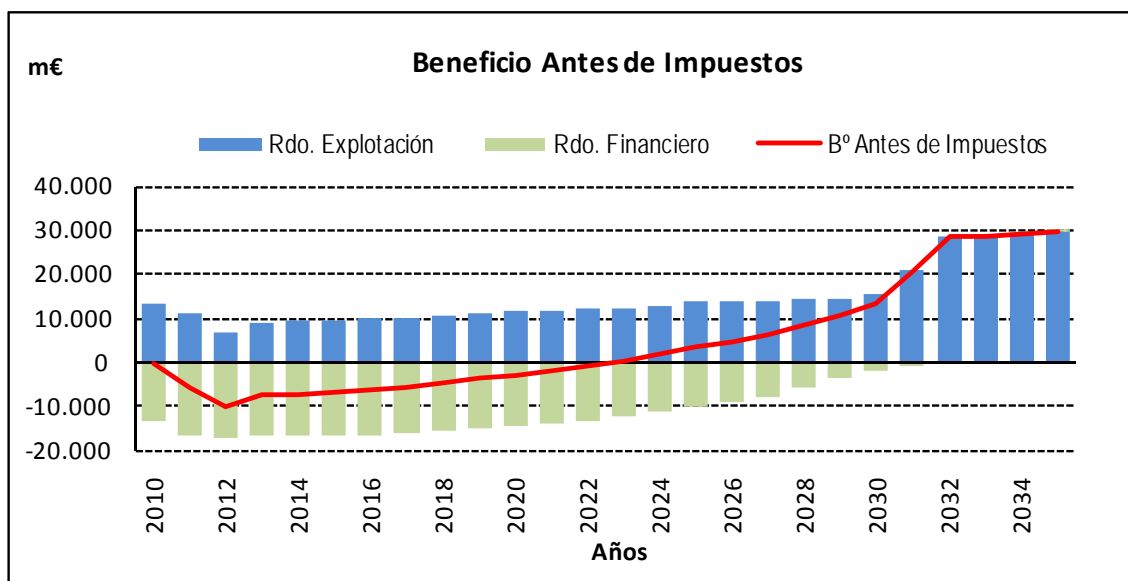
A nivel de beneficio operativo, se alcanza una media de EBIT de 14,8 Mn €, lo que supone un Margen EBIT del 41,9% y un beneficio neto medio de 3,7 Mn €, es decir un margen neto del 10,3%.

Sin duda son magnitudes financieras que apuntan a un muy buen comportamiento financiero. Claramente se trata de un proyecto muy intensivo en capital al inicio (inversión de 252,5 Mn €) que luego

¹⁹³ Esto de facto supone que una planta como Gemasolar, durante los meses de verano y primavera, es decir de abril a octubre, podría estar operando a partir de la energía termosolar las 24 horas del día, ya que durante el día se acumula mucho calor en las sales, que al tener mucha inercia térmica, permite generar electricidad durante la noche a partir del calor acumulado durante el día.

progresivamente se va recuperando a través de la generación eléctrica anual, ya que los costes operativos anuales son de menos relevancia, situándose en un 30,8% aproximadamente de la facturación anual. En este caso, los gastos operativos se mantienen en un nivel bajo respecto a otros activos de generación eléctrica por el factor de gratuidad del combustible consumido en este caso (la energía solar).

Grafico VI.4. Evolución del Beneficio de la planta solar.



Fuente: Elaboración propia

El apalancamiento con el que se cerró la financiación del proyecto Gemasolar fue del 70,40% de las necesidades totales de fondos. La aportación de los accionistas se estructuró en dos tramos:

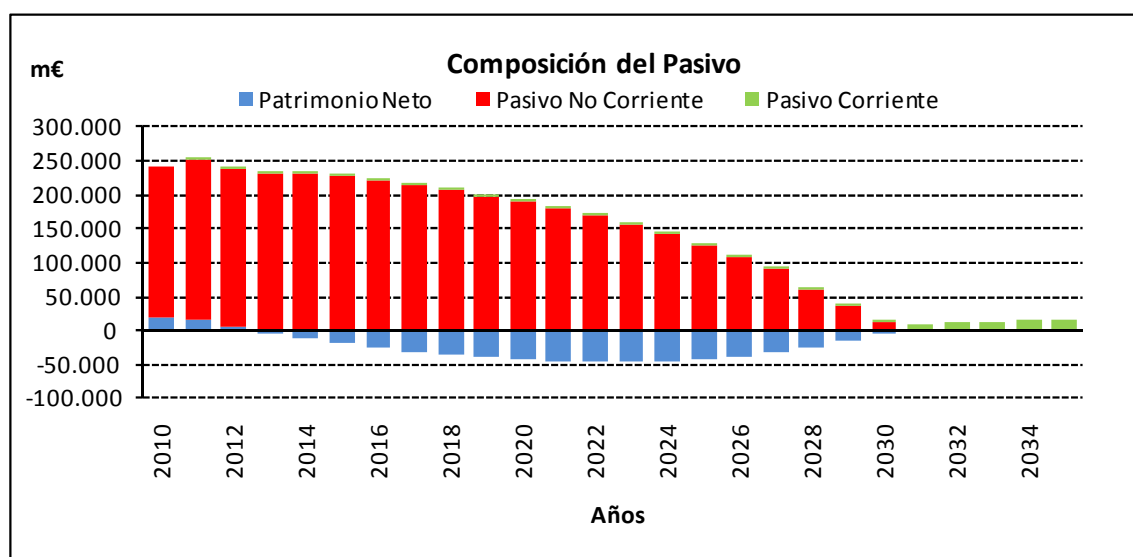
- Aportación de capital
- Préstamos subordinados

La mayor parte de los fondos propios se articulan a través del préstamo subordinado, que asciende hasta los 50,2 Mn € mientras que la aportación de socios en términos de capital social queda limitada hasta los 12,6 Mn €.

En el gráfico a continuación reproducimos exclusivamente la aportación de los socios en la forma de capital social y la comparamos con la financiación bancaria a lo largo de los primeros años de vida del proyecto.

La ventaja de la estructuración de la aportación de socios en la forma de préstamo subordinado frente a la alternativa de aportar todos los fondos en la forma de capital social se encuentra en el hecho de que el capital social es una inyección de fondos permanente, cuya devolución a los socios es mucho más compleja que el préstamo participativo que se va devolviendo a los promotores conforme el proyecto va generando suficientes recursos y los “covenants” de la financiación externa así lo permiten.

Gráfico VI.5. Composición del pasivo.



Fuente: Elaboración propia

La financiación del proyecto se estructura en la modalidad de *project finance*, suscrito bajo el formato de “aseguramiento” por las entidades Banco Popular, Banesto y el Instituto de Crédito Oficial (ICO) en una primera fase.

Los años de vida del préstamo considerados en el modelo financiero son 20 años, y se considera como vida útil de la planta 25 años sin asignar valor residual al activo una vez agotado el periodo de tarifa garantizada¹⁹⁴.

¹⁹⁴ Esta es intencionadamente una asunción muy conservadora, ya que tal y como establece el RD 661/07, para la tecnología termosolar (subgrupo b.1.2.) de entre 10 Mw y 50 Mw, se reconoce una Tarifa Regulada de 26,9375 c€/kWh para los primeros 25 años de vida útil del activo. A partir del año 25, la Tarifa Regulada es de 21,5498 c€/kWh, lo que supone una caída de la remuneración del 25% pero en un entorno temporal en el que ya se habrían eliminado los dos grandes capítulos de costes operativos: las amortizaciones y los gastos financieros asociados a la amortización de la deuda.

El ratio de cobertura del servicio de la deuda mínimo contemplado dentro de la financiación estructurada es de 1,2x para los *project finance*, lo que se considera como el suelo mínimo de garantías.

Posteriormente, la financiación estructurada fue sindicada al 50% al Banco Europeo de Inversiones el 13 de Noviembre de 2009. La financiación original fue elevada a público con los siguientes condicionantes de tipo financiero:

Tabla VI.3. Condiciones financieras del *project finance* para la planta termosolar de torre central de 17 Mw con almacenamiento térmico.

07-10-08	Fecha Inicio Construcción
34	Meses de Construcción
25	Años de Explotación
20	Años Vida Deuda Senior
6	Meses Periodo de Gracia 1ª Devolución
2	Número de Cuotas a Pagar en el Año
75,00%	% Años Vida Deuda Senior bajo Swap
75,00%	% Tipo Deuda Senior bajo Swap
70,40%	Deuda Senior como % de las Nec. Fondos
2,00%	Fee Estructuración
0,60%	Fee de Compromiso
1,50%	Margen Interés en Construcción
2,00%	Margen Interés en Explotación
5,00%	Tipo de Interés Swap
1,20	RCSD mínimo para reparto de Dividendos
50,00%	Reserva Servicio de la Deuda

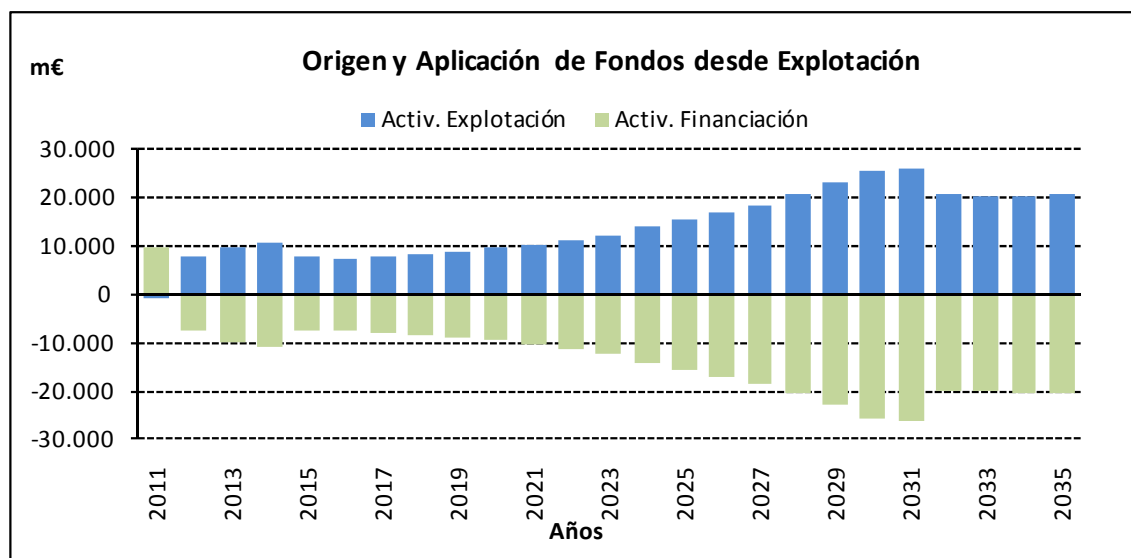
Fuente: Torresol Energy Investments, S.A.

El estado de flujos de caja arroja un comportamiento bastante interesante desde el punto de vista financiero. La generación media de flujo de caja libre durante los años de explotación asciende a los 22,6 Mn €, lo que supone un ratio de flujo de caja libre sobre ventas del 63,8%. Este perfil de generación de caja es “clásico” de planes de negocios tan intensivos en capital al inicio de los mismos, en los que no se produce consumo de materias primas cuantitativamente relevante (al ser gratuito el recurso solar).

Estos números tienen difícil “comparabilidad” en un entorno industrial, ya que supone básicamente que dos de cada tres euros de venta pasan directamente a transformarse en flujo de caja libre, siendo el consumo de recursos del propio negocio de tan sólo uno de cada tres euros.

Es difícil pensar en un comparable similar fuera del campo de la energía para un rendimiento financiero tan singular.

Grafico VI.6. Perfil de generación de caja del proyecto termosolar.



Fuente: Elaboración propia

6.2.1.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar de torre central.

En los proyectos termosolares, como ocurre en la mayor parte de proyectos de inversión dentro y fuera del mundo de las renovables, los criterios más comunes para evaluar la bondad de un proyecto son la tasa interna de rentabilidad (TIR) y el valor actual neto (VAN), es decir, el aumento de riqueza por acometer el proyecto¹⁹⁵.

En este sentido, emplearemos como criterios básicos de evaluación de los proyectos analizados los criterios de VAN y TIR por ser estos adicionalmente los más empleados por las grandes empresas.

GRAHAM y CAMBELL¹⁹⁶ realizaron en el año 2001 un completísimo estudio del uso de las diferentes técnicas y modelos de valoración de

¹⁹⁵ En este sentido seguimos los criterios básicos de análisis de inversiones que son habituales en el sector y en el mundo académico. Ver a tal efecto los trabajos de los profesores GARCIA-GUTIERREZ, Carlos; MASCAREÑAS, Juan y PEREZ, Eduardo: Casos Prácticos de Inversión y Financiación en la Empresa. Ed. Pirámide. Madrid. 1988, 1989, 1991, 1992, 1995, 1998. Págs.: 350. ISBN: 84-368-0418-X

¹⁹⁶ GRAHAM, J.; HARVEY, C.: "The theory and practice of corporate finance: evidence from the field ". Journal of Financial Economics nº 60. 2001. Págs.: 187-243.

proyectos de inversión por parte de 392 directivos de un amplio espectro de empresas norteamericanas.

Sus principales conclusiones son: *“las grandes empresas confían firmemente en las técnicas de valor actual y en el modelo de valoración de activos de capital mientras que las empresas pequeñas están relativamente a gusto utilizando el criterio del plazo de recuperación. Un sorprendente número de compañías utilizan el riesgo de la empresa más bien que el riesgo del proyecto en la valoración de nuevas inversiones”*.

Tabla VI.4. Frecuencia de utilización por parte de las empresas analizadas de los diversos métodos de valoración de proyectos de inversión.

Métodos Utilización	% Uso
Tasa interna de rendimiento (TIR)	75,61%
Valor actual neto (VAN)	74,93%
Tasa de rendimiento requerida	56,94%
Plazo de recuperación	56,74%
Análisis de sensibilidad	51,54%
Múltiplo de beneficios	38,92%
Plazo de recuperación descontado	29,45%
Opciones reales	26,59%
Tasa de rendimiento contable	20,29%
Simulación / Valor en Riesgo (VAR)	13,66%
Índice de rentabilidad	11,87%
Valor actual ajustado	10,78%

Fuente: Graham & Harvey, págs. 198-9

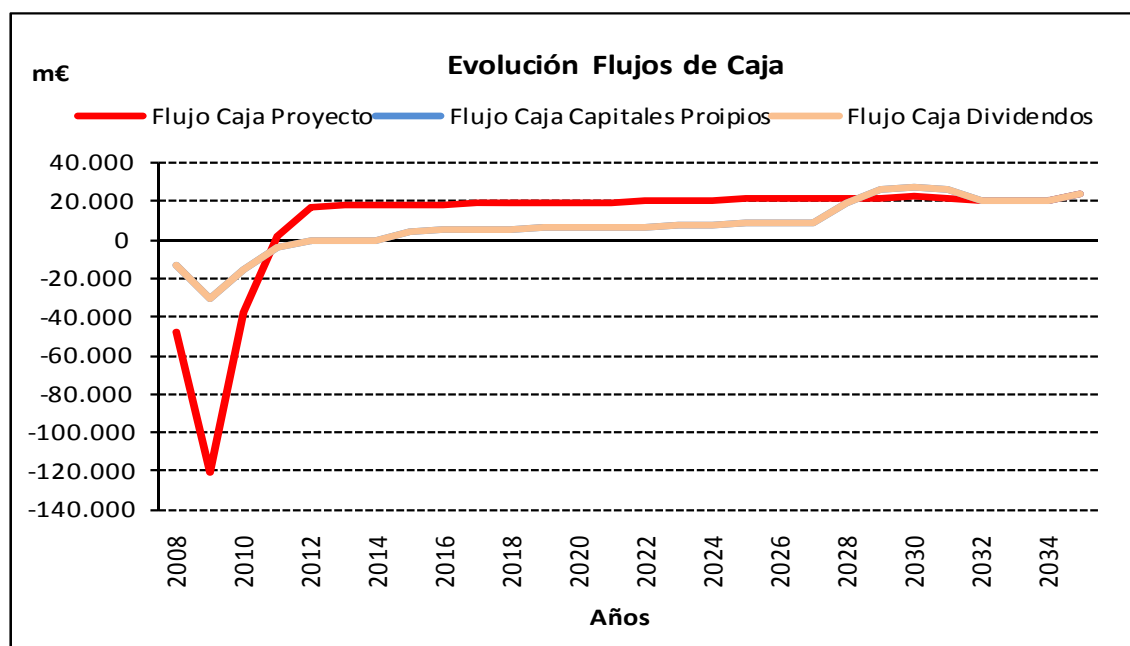
Sin embargo, en el campo de los proyectos termosolares, dado que las estructuras de capital no tienen por qué ser iguales para todos los proyectos, el coste de capital tampoco lo es. Por ello, el uso del VAN suele pasar generalmente más a un segundo plano debido a que el diferente coste de capital puede condicionar la interpretación de los resultados. Por esta razón, el criterio primordial empleado en la evaluación de los proyectos de energías renovables es el de la tasa interna de rentabilidad (TIR).

Tanto en el caso del VAN como en el de la TIR, esta evaluación de la bondad del proyecto se suele realizar desde tres ópticas distintas:

- A nivel proyecto, es decir, partiendo de los flujos de caja libres que arroje el proyecto y por su propia definición, sin que el grado de apalancamiento influya en las rentabilidades obtenidas.
- A nivel flujos de caja disponibles para los capitales propios, es decir, teniendo en cuenta el flujo de caja disponible para el accionista como resultado de detraer del flujo de caja libre el servicio de la deuda. O lo que es lo mismo, considerando toda la caja generada excedentaria a nivel operativo después del pago de la deuda y añadiéndole los dividendos pagados y el servicio de la deuda de los préstamos participativos.
- A nivel de los flujos de caja efectivamente distribuidos a los accionistas en forma de dividendos. Es decir, la suma de los dividendos más el servicio de la deuda de los préstamos participativos cuando estos existan (su uso normalmente está limitado por las exigencias de las entidades financieras en términos de aplicación de "covenants" financieros).

Los flujos de caja generados por el proyecto desde las tres ópticas apuntadas anteriormente son los siguientes:

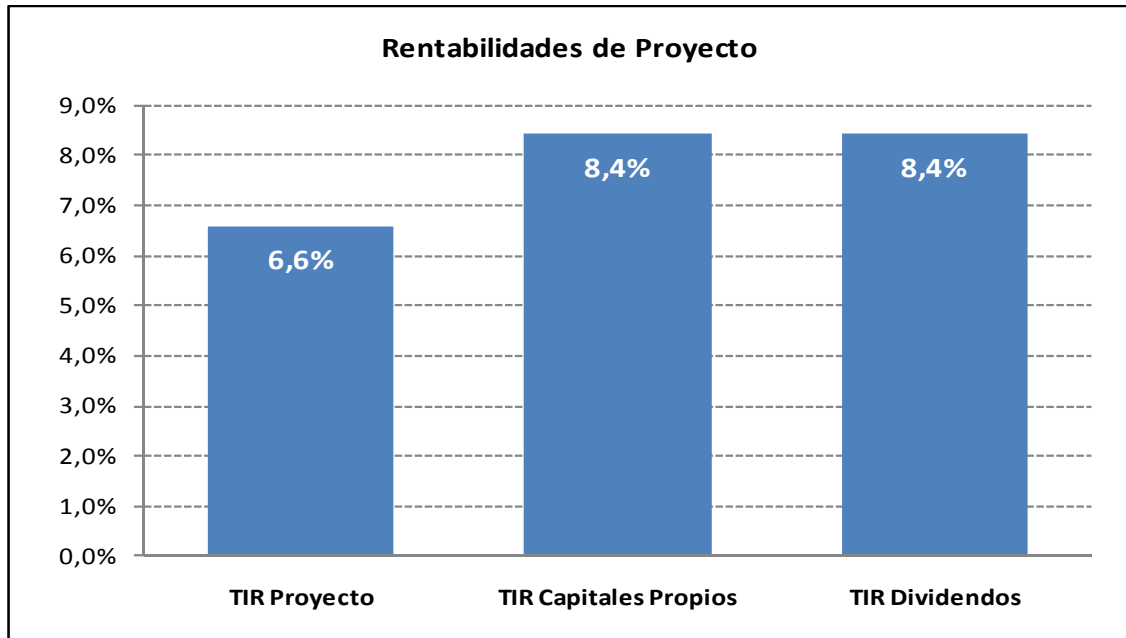
Gráfico VI.7. Evolución de los distintos flujos de caja



Fuente: Elaboración propia

Para este perfil de flujos de caja generados por el proyecto las rentabilidades que se han estimado desde las tres ópticas son:

Gráfico VI.8. Rentabilidades Proyecto, Capitales Propios y Dividendos



Fuente: Elaboración propia

Las rentabilidades de este proyecto están en comparación con el “estándar” de las renovables claramente en el rango bajo, ya que la tecnología menos rentable es la fotovoltaica cuyos retornos a nivel de proyecto se mueven en el entorno del 7%-9%.

Si la comparación la realizamos con el resto de proyectos termosolares, la rentabilidad del proyecto compara aún peor ya que la rentabilidad media está en el entorno del 10%, frente a la TIR del proyecto del 6,6% de este proyecto de torre central con almacenamiento térmico.

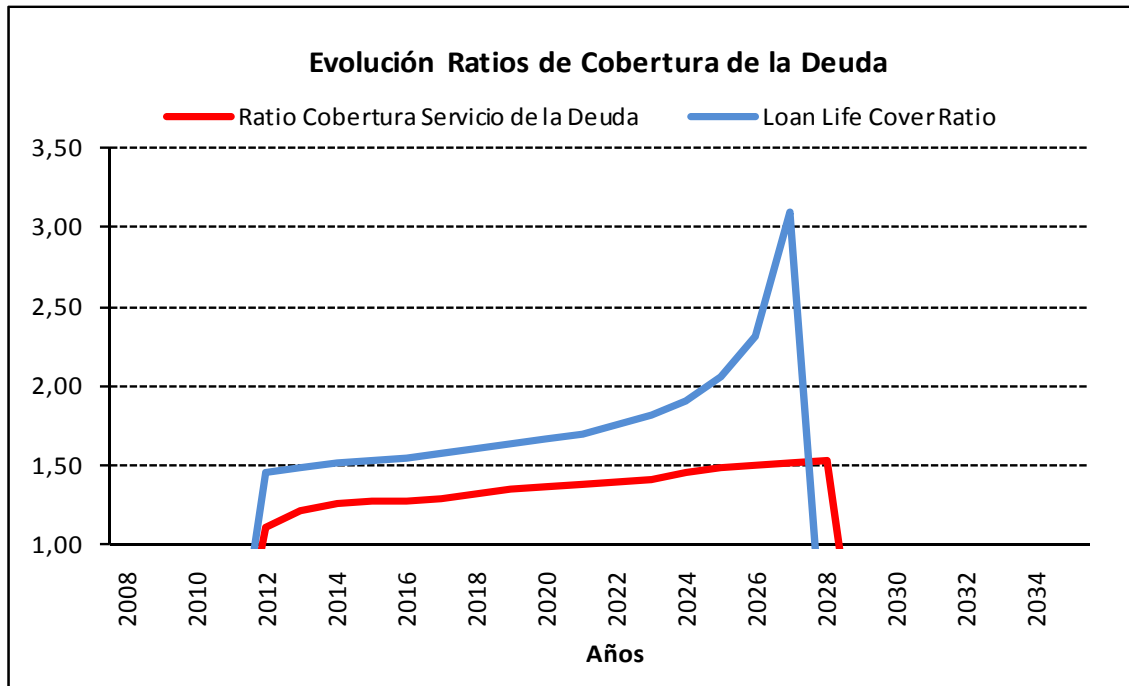
Adicionalmente, llama la atención el hecho de que la TIR de los capitales propios sea igual que la TIR de los dividendos. Esto se debe fundamentalmente a que por la aplicación de los *covenants* financieros, la distribución de dividendos no es posible realizarla hasta que prácticamente se ha amortizado la deuda bancaria.

La razón fundamental de tan baja rentabilidad a nivel de proyecto hay que encontrarla en el hecho de que se trata de un proyecto prototípico, el primer proyecto de su clase a escala mundial. Esto redundará en unas cifras de inversión iniciales cargadas de “contingencias” para cubrir eventos extraordinarios no esperados.

6.2.1.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar de torre central.

Tal y como hemos señalado anteriormente, el plan de negocio ha sido estructurado para una financiación vía *project finance* a un plazo de 20 años, con un endeudamiento efectivo inicial del 70,4%.

Grafico VI.9. Evolución del Ratio de Cobertura del proyecto termosolar



Fuente: Elaboración propia.

La “financiabilidad” del proyecto vendrá determinada por el ratio de cobertura medio de la deuda mientras exista endeudamiento vivo. En el caso del proyecto “Gemasolar”, el RCSD lo fijaron las entidades financieras en un mínimo de 1,3x.

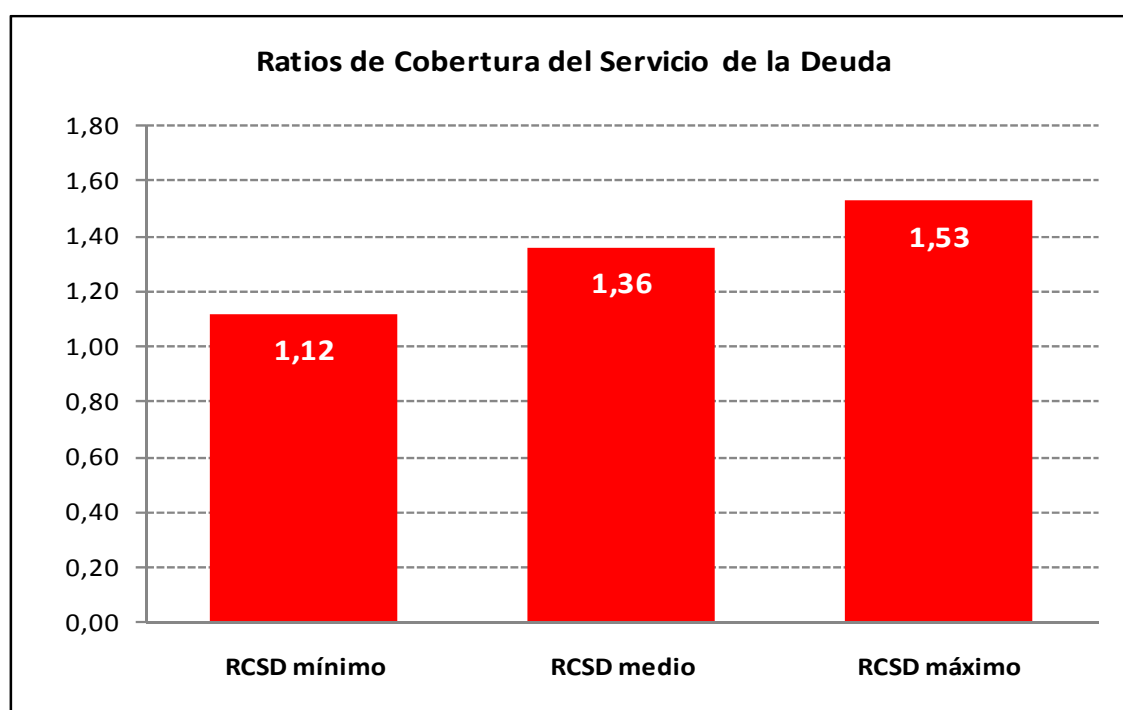
Es decir, exigía una generación media en el caso base de un 30% de más flujo de caja que lo que es anualmente el servicio de la deuda.

En el caso de Gemasolar, el ratio de cobertura de 1,36x garantizaba la aprobación de los comités de riesgos de las entidades financieras que aseguraron la participación en noviembre de 2008.

Por las entrevistas con el equipo directivo de *Torresol Energy Investments*, S.A. en el proceso de sindicación del préstamo al Banco Europeo de Inversiones (BEI) el ratio de cobertura medio también fue satisfactorio a ojos de sus comités de riesgo.

Generalmente los promotores perciben con muy buen talante la incorporación a los sindicatos bancarios de los organismos multilaterales internacionales tipo BEI. La razón fundamental de ello es que por un lado “abaratan” la financiación, ya que la línea BEI suele estar “bonificada” y en segundo lugar, su incorporación supone la disminución del riesgo del promotor con la banca comercial, lo que le permite al inversor seguir haciendo proyectos sin que las entidades financieras puedan argumentar la “concentración de riesgo” como excusa para no seguir financiando proyectos de energías renovables.

Grafico VI.10. Ratios de cobertura del proyecto termosolar



Fuente: Elaboración propia.

6.2.1.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar de torre central.

Una vez configurado el “caso base”, también denominado el “caso bancario”, lo preceptivo es comprobar si en estas condiciones de financiación y generación de caja, la inversión es lo suficientemente robusta como para afrontar el servicio de la deuda y retribuir adecuadamente a sus accionistas incluso en los escenarios más adversos.

Para ello, se emplean habitualmente dos técnicas tanto por el lado de los accionistas y promotores, como por el lado de las entidades financieras y sus asesores. Dichas técnicas consisten en practicar un análisis de sensibilidad sobre las variables que se consideran más relevantes del modelo de negocio y la simulación de Montecarlo¹⁹⁷ con el fin de construir escenarios teóricos lo más parecido posible a los que se pueden acabar dando en la realidad.

- **Análisis de Sensibilidad.** El análisis básicamente identifica las variables más importantes del modelo y sobre ellas realiza algunas variaciones sobre el valor central que se le ha asignado en el caso base. En paralelo se mide sobre alguno de los indicadores de rentabilidad o “financiabilidad” –típicamente TIR o RCSD- el efecto de los cambios experimentados en las hipótesis.

La información que se obtiene del análisis de sensibilidad es muy valiosa, ya que sirve para identificar las “debilidades” del modelo, es decir, sirve para señalar cuáles son las hipótesis sobre las que el accionista debe realizar trabajo adicional con el fin de acotar los efectos que un escenario pesimista pudiera tener sobre la rentabilidad o la “financiabilidad”. De igual forma sirve como punto de partida de la estrategia negociadora con las entidades financieras y los contratistas: el accionista sabe a través del análisis de sensibilidad cuales son los riesgos que debería transferir a un tercero o cuáles deberían ser “vendidos” a terceros a través de la contratación de pólizas de seguros *ad hoc*.

En el caso termosolar de torre central, se han realizado los siguientes análisis de sensibilidad.

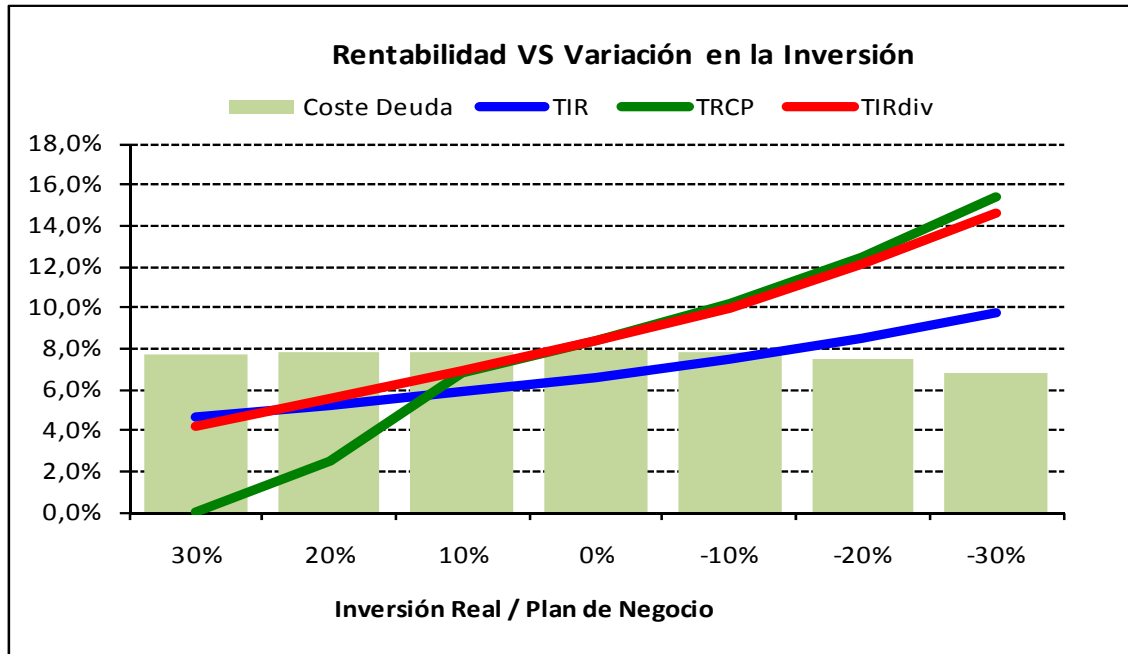
¹⁹⁷ El método de Monte Carlo es un método no determinístico o estadístico numérico usado para aproximar expresiones matemáticas complejas de evaluar con exactitud. El nombre y el desarrollo sistemático de los métodos de Monte Carlo datan aproximadamente de 1944 y se mejoraron enormemente con posterioridad con el empleo de la capacidad de cálculo de los ordenadores.

El uso de los métodos de Monte Carlo como herramienta de investigación, proviene del trabajo realizado en el desarrollo de la bomba atómica durante la II Guerra Mundial en el Laboratorio Nacional de Los Álamos en EE.UU. Este trabajo conllevaba la simulación de problemas probabilísticos de hidrodinámica concernientes a la difusión de neutrones en el material de fusión, la cual posee un comportamiento eminentemente aleatorio.

En la primera etapa de estas investigaciones, John von Neumann y Stanislaw Ulam refinaron esta ruleta rusa y los métodos “de división” de tareas. Sin embargo, el desarrollo sistemático de estas ideas tuvo que esperar al trabajo de Harris y Herman Kahn en 1948. Montecarlo es un método de simulación muy empelado en el campo financiero, especialmente aplicado a aquellas tareas que se desarrollan sobre la base de estimaciones o proyecciones futuras de magnitudes financieras.

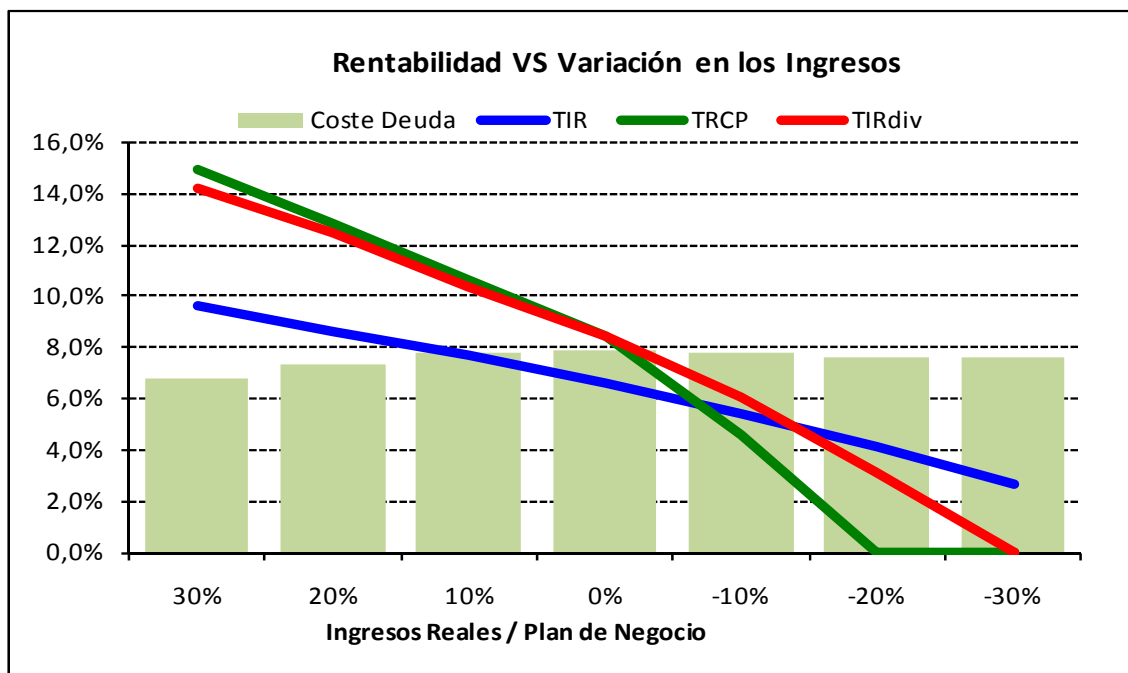
Sensibilidades respecto a la rentabilidad del proyecto de torre central.

Gráfico VI.11. Rentabilidad versus una variación de la inversión



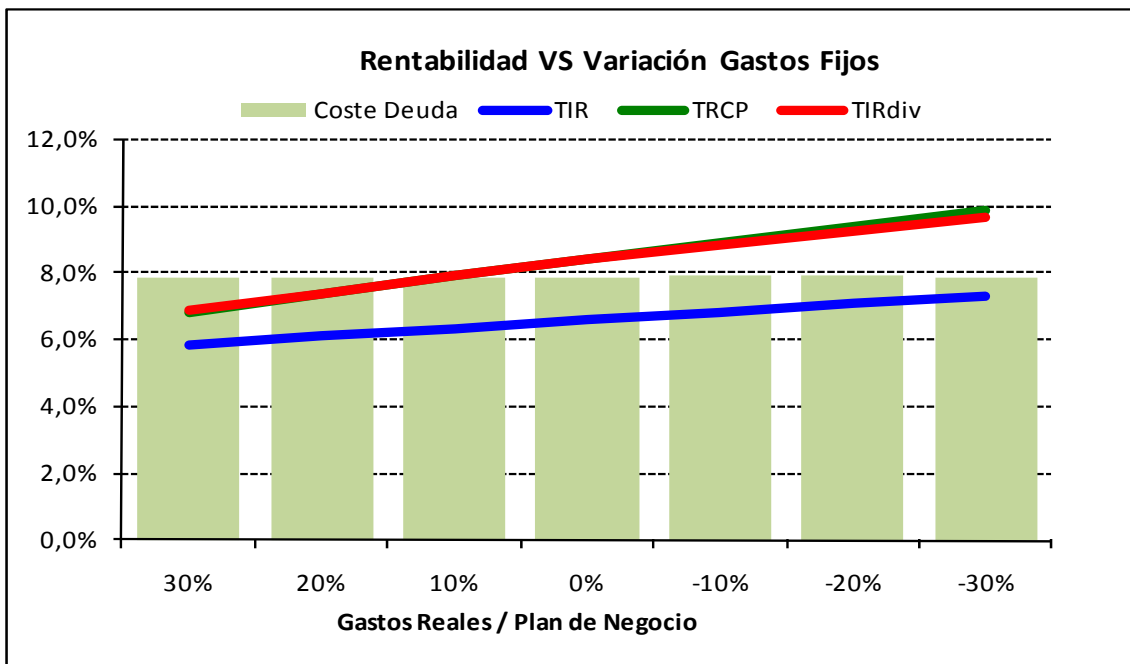
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.12. Rentabilidad versus una variación de los ingresos



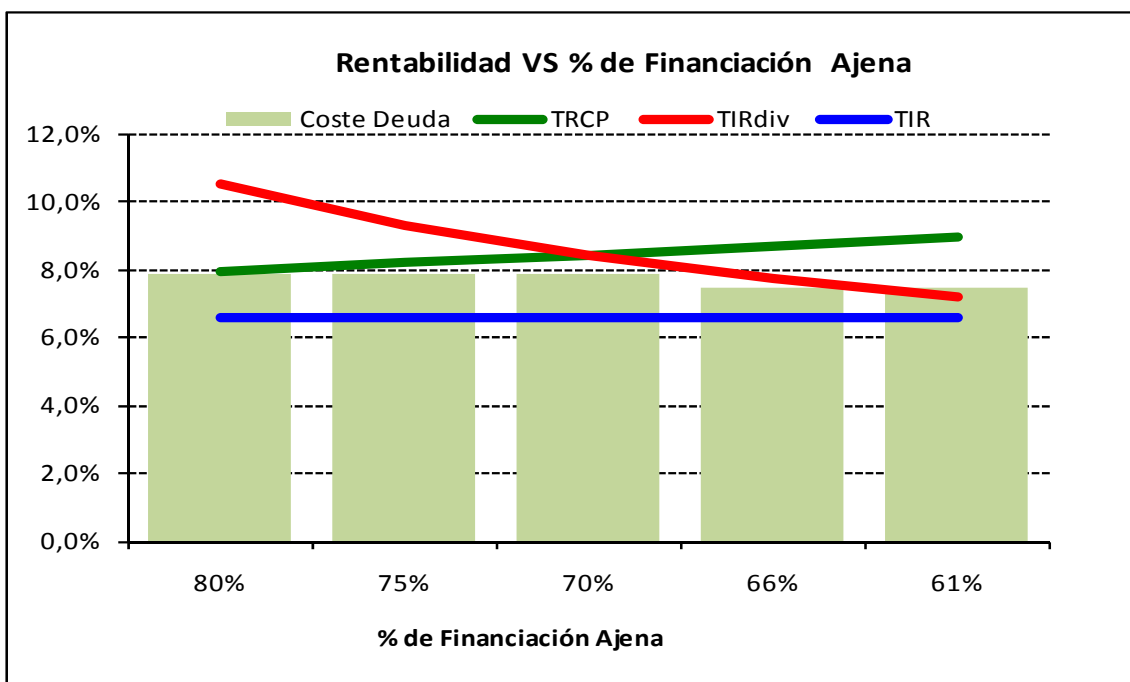
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.13. Rentabilidad vs. variación de los gastos fijos del proyecto



Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.14. Rentabilidad versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto



Fuente: Elaboración propia

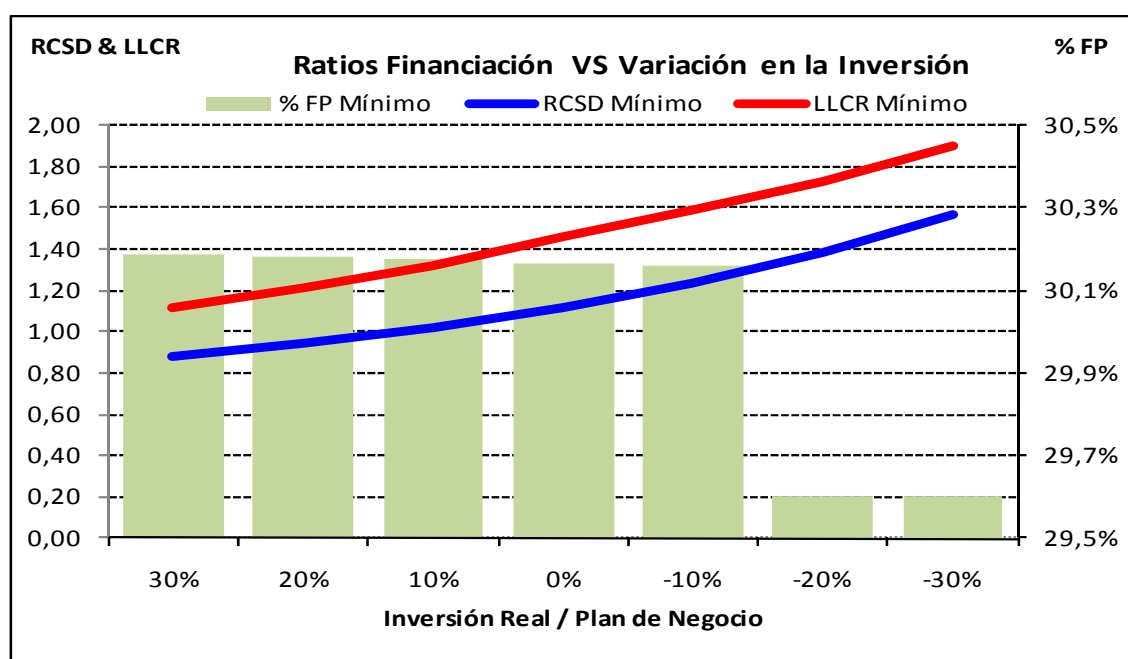
Tal y como se observa en los análisis anteriores, la variación más importante es la proveniente de los ingresos. Siendo los ingresos el producto de la tarifa y la producción generada, quiere decir que una variación del 10% de los ingresos puede leerse como un aumento del 10% de la producción o como un aumento del 10% de la tarifa. De la misma manera, una reducción del 10% en los ingresos, puede leerse como una reducción de la tarifa o de la producción en esa misma proporción. Esta información serviría a los promotores para tomar decisiones muy rápidas acerca de qué hacer con un proyecto en caso de que se produjera una revisión al alza o baja de la tarifa.

Sensibilidades respecto a los ratios de financiación del proyecto.

A continuación se trata de determinar cómo oscilan los ratios de financiación ante algunas de las variables claves del modelo.

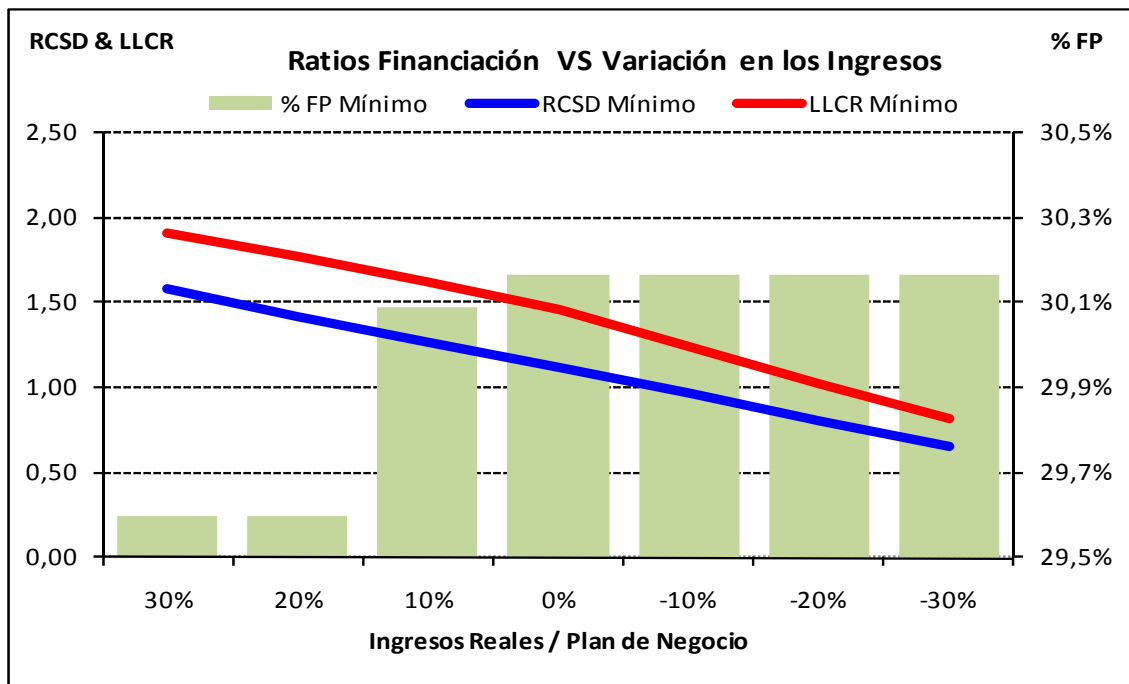
- Ratio de cobertura del servicio de la deuda (RCSD) como cociente año a año del flujo de caja libre del proyecto y el servicio de la deuda con entidades financieras, lo que incluye la suma de intereses, comisiones y pago del principal.
- *Long life coverage ratio (LLCR)* es el ratio que resulta como cociente del valor actual neto de los flujos de caja futuros del proyecto y el valor actual neto de la deuda viva del proyecto.

Gráfico VI.15. Ratios de financiación versus una variación de la inversión



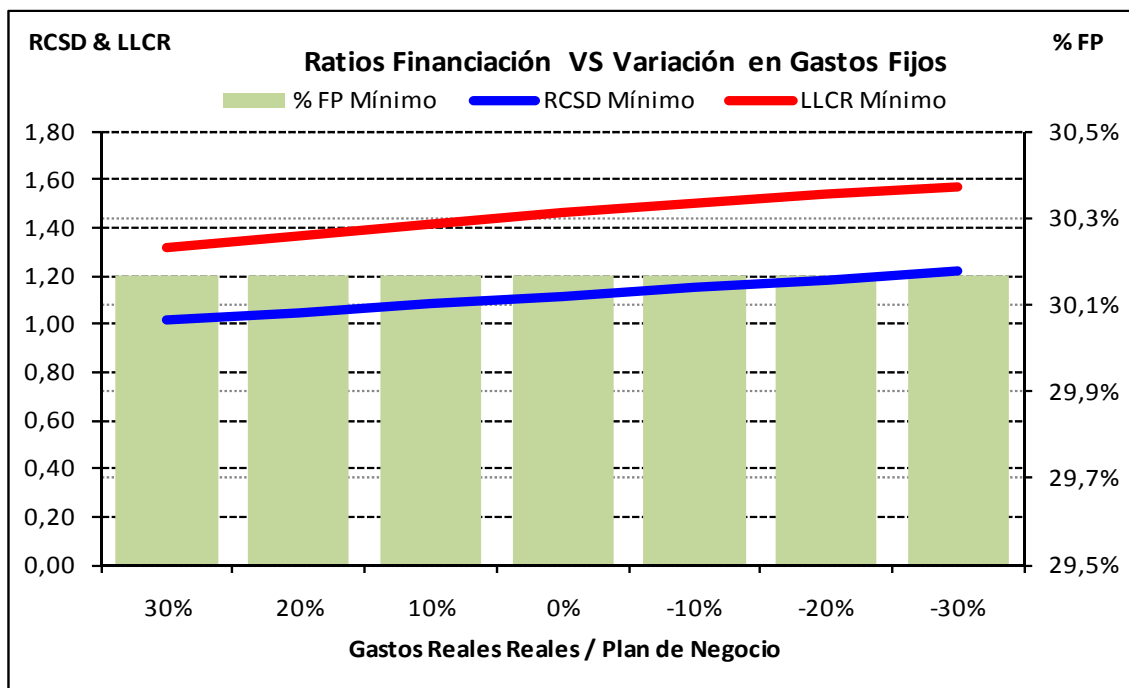
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.16. Ratios de financiación versus una variación de los ingresos



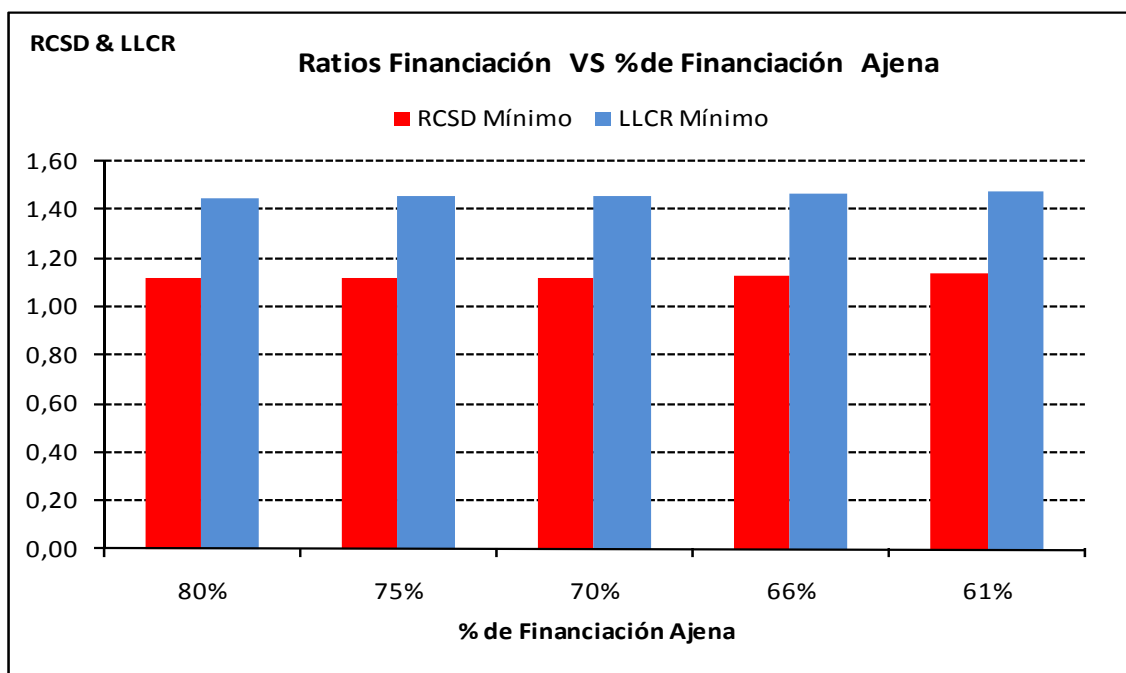
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.17. Ratios de financiación versus una variación de los gastos fijos del proyecto



Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.18. Ratios de financiación versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto



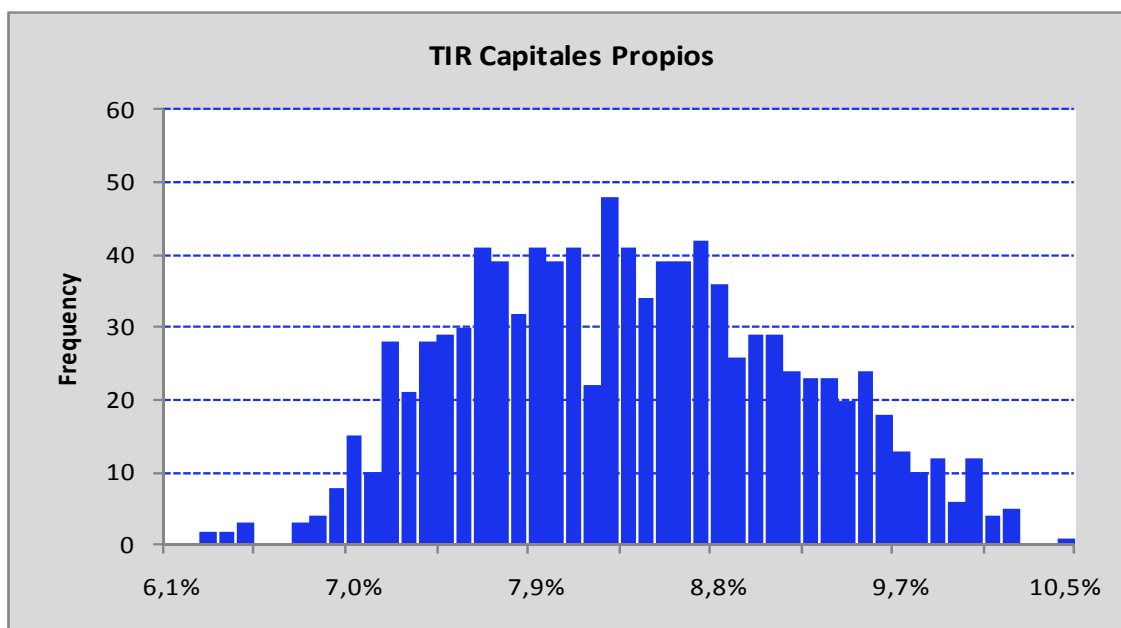
Fuente: Elaboración propia

- Simulación de Montecarlo. Frente al análisis de sensibilidad que hace variar el valor de una hipótesis y comprueba sus efectos sobre los resultados, la simulación trata de ir un poco más allá y hace variar algunas hipótesis –típicamente de cinco a diez- en paralelo y cuantifica su efecto conjunto sobre la rentabilidad y/o “financiabilidad” del proyecto. Es decir, se trata de construir a través de la simulación escenarios que pueden efectivamente darse en la realidad.

Lo más relevante de dicho ejercicio de simulación a futuro es que las hipótesis no toman valores aleatorios, sino que se define un rango de valores de forma que a cada valor se le asigna una probabilidad de ocurrencia.

La información que se obtiene suele ser de enorme utilidad para los promotores, ya que dibujan escenarios posibles a futuro que efectivamente pueden ser escenarios reales. Los datos de TIR o de RCSD ya no son datos de un único escenario, el caso base, sino que son valores medios de muchísimos escenarios que pueden darse en realidad.

Gráfico VI.19. Resultados obtenidos de la simulación sobre el plan de negocio termosolar de torre central



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Se ha realizado el ejercicio de simulación de Montecarlo para el plan de torre central, escogiendo siete hipótesis clave y estableciendo unos rangos de variación que se han considerado razonables. Se ha seleccionado la TIR de los capitales propios como la variable de predicción sobre la que se va a medir el efecto de los cambios de las hipótesis.

La TIR de los capitales propios del proyecto originalmente arrojaba un valor del 8,4%. Se han realizado un millar de simulaciones sobre las hipótesis seleccionadas y la TIR media de la simulación arroja un valor para la TIR de los capitales propios del 8,4%.

El resultado supone que el plan de negocio del caso base es bastante realista a la luz de los valores que arroja la simulación, debido fundamentalmente a que la simulación contempla un rango estrecho de valores para el apalancamiento del proyecto y esto tiene un efecto sobre la rentabilidad de los accionistas muy relevante.

El coste de la financiación incluyendo el margen, las comisiones de apertura y las comisiones de agencia es del 7,9%, lo que supone una financiación cara si se compara con los retornos del proyecto, que oscilan entre el 6,6% de TIR de proyecto y el 8,4% de los capitales propios.

Tabla VI.5. Resultados obtenidos de la simulación.

Statistics	Forecast values
Trials	1.000
Mean	8,4%
Median	8,4%
Mode	---
Standard Deviation	0,8%
Variance	0,0%
Skewness	0,0661
Kurtosis	2,55
Coeff. of Variability	0,0981
Minimum	5,8%
Maximum	10,6%
Range Width	4,8%
Mean Std. Error	0,0%

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Uno de los resultados más interesantes que arroja la simulación es la de los percentiles, ya que sirven para establecer rangos de los valores de la TIR de los capitales propios tanto en el peor como en el mejor de los escenarios posibles definidos

Tabla VI.6. Resultados obtenidos de la simulación. Percentiles

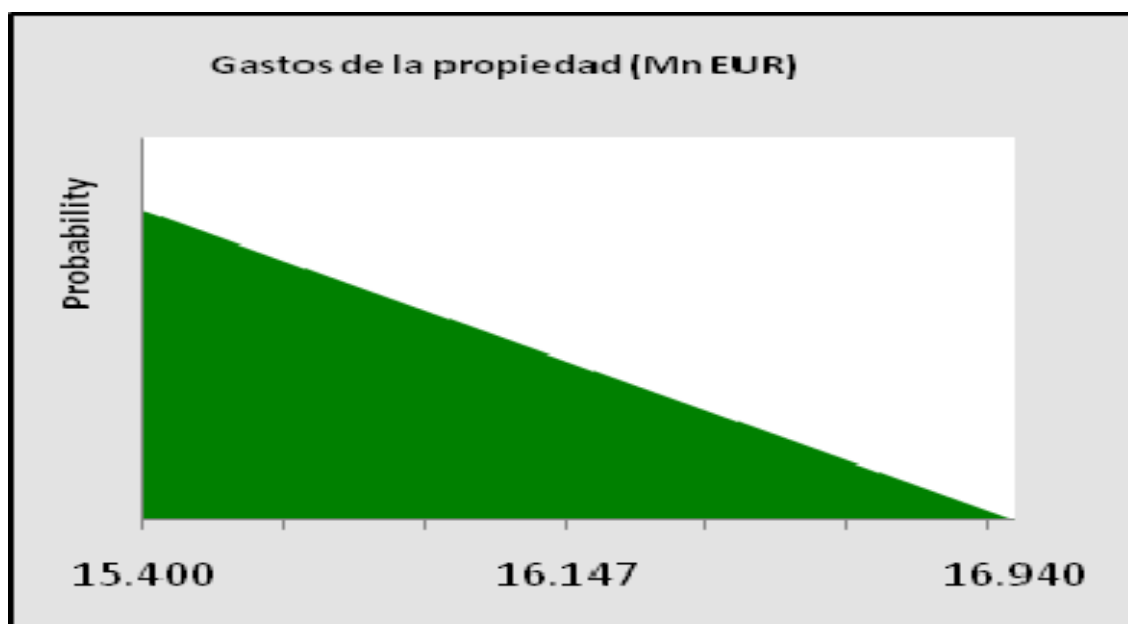
Percentiles	Forecast values
P0	5,8%
P10	7,3%
P20	7,6%
P30	7,9%
P40	8,1%
P50	8,4%
P60	8,6%
P70	8,8%
P80	9,1%
P90	9,5%
P100	10,6%

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Tal y como se aprecia en la tabla anterior, la realidad es que las TIR de los capitales propios se mueven en un rango del 5,8% al 10,6%. En cualquier caso, parece evidente que sólo en el mejor de los escenarios, la tecnología de torre central con los actuales niveles de inversión es capaz de acercarse a los niveles de rentabilidad medios de las plantas cilindro parabólicas.

Las hipótesis que hemos escogido como las más relevantes para realizar la simulación son las siguientes:

Gráfico VI.20. Hipótesis empleadas en la simulación

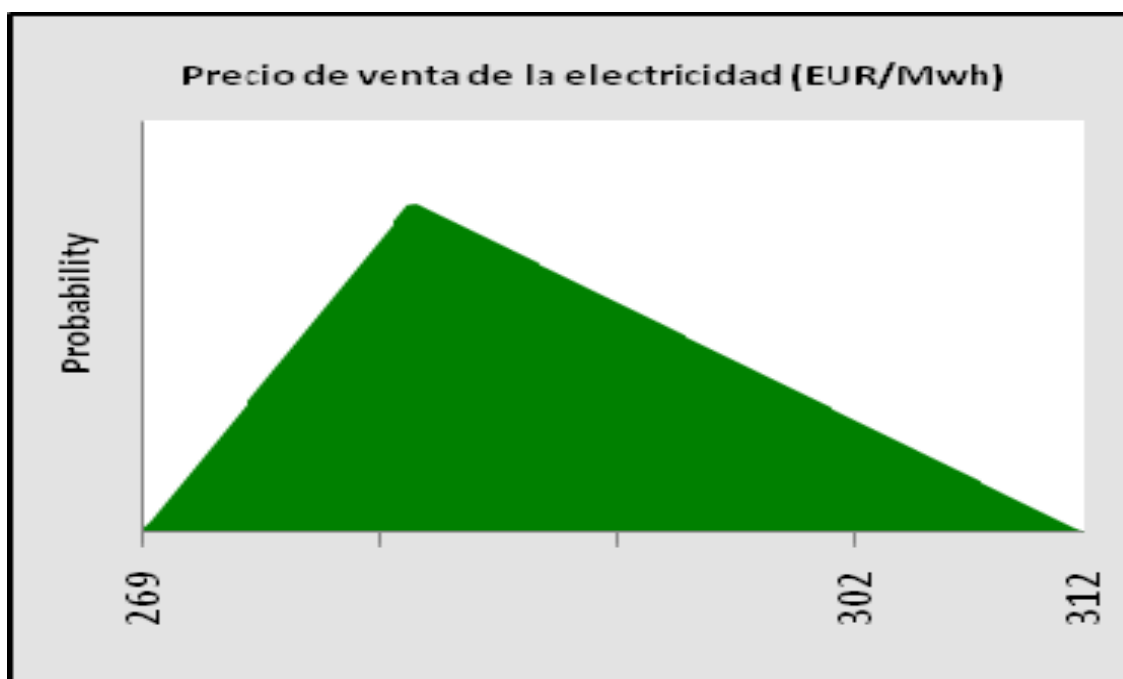


Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Asumimos un valor para los gastos de la propiedad mínimo de 15,4 Mn €, que es el valor que se ha asumido en el caso base. A partir de ahí, en la simulación consideramos que es posible que se produzca una desviación negativa (de incremento de gasto) de hasta un +10% del valor mínimo y central.

Lo que definimos es una función de probabilidad triangular, de forma que los valores más probables son los 15.40 Mn y asignamos una probabilidad muy baja de que la desviación alcance el máximo del +10% respecto del valor central.

Gráfico VI.21. Hipótesis empleadas en la simulación



Mínimo 269,3 Más Probable: 281,6 Máximo: 312,4

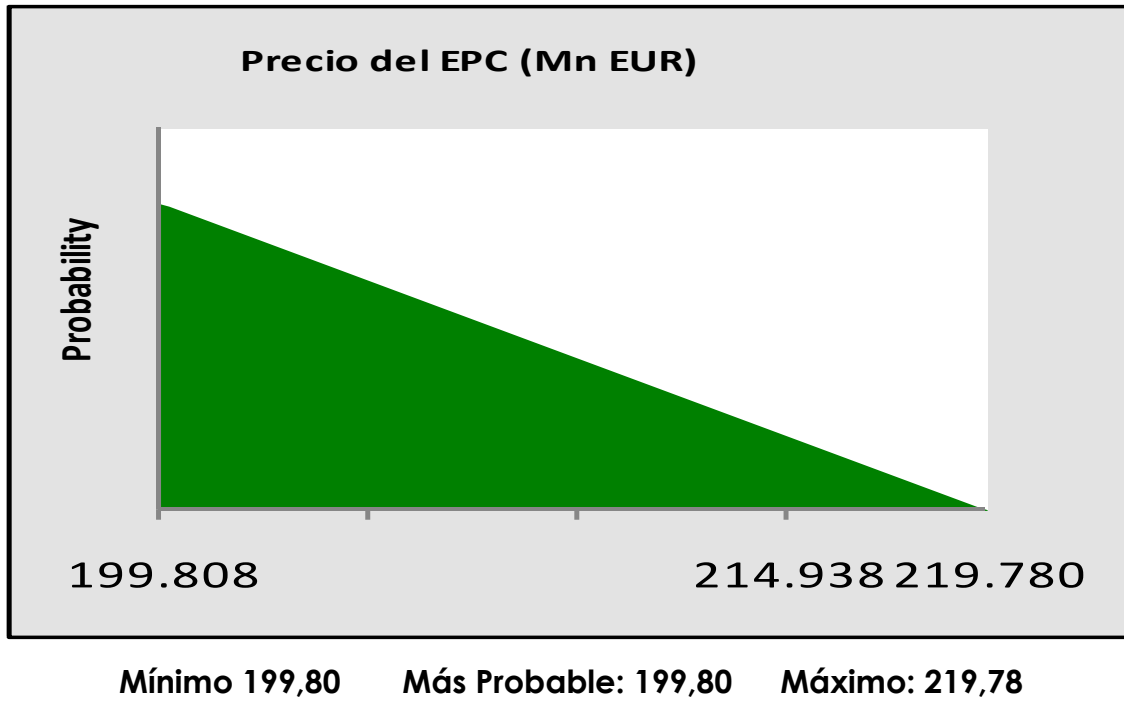
Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Respecto al precio de la electricidad, hemos asumido como valor suelo de la simulación la tarifa eléctrica regulada según el RD 661/07 para el subgrupo b.1.2 (termosolar mayor de 10 Mw y menor de 50 Mw).

Como valor medio hemos asumido una estimación de 281,6 EUR/Mwh. Para el valor máximo hemos tomado una tarifa un 16% superior a la Tarifa Regulada, ya que ese es históricamente el diferencial de precio que ha existido en los últimos diez años entre dicha tarifa y la alternativa de remuneración a mercado (*pool* eléctrico) más la prima correspondiente.

La siguiente hipótesis escogida es el precio del EPC. Aunque por definición se trata de un contrato cerrado en precio y plazo, la realidad demuestra que por diferencias de alcance, órdenes de cambio e imprevistos, siempre acaban teniendo alguna desviación. Por esa razón hemos asumido una función de distribución de probabilidad triangular, definiendo el precio del EPC dado por el contratista como valor mínimo y más probable (199,8 Mn €) y una desviación máxima del +10% respecto al valor del contrato EPC original.

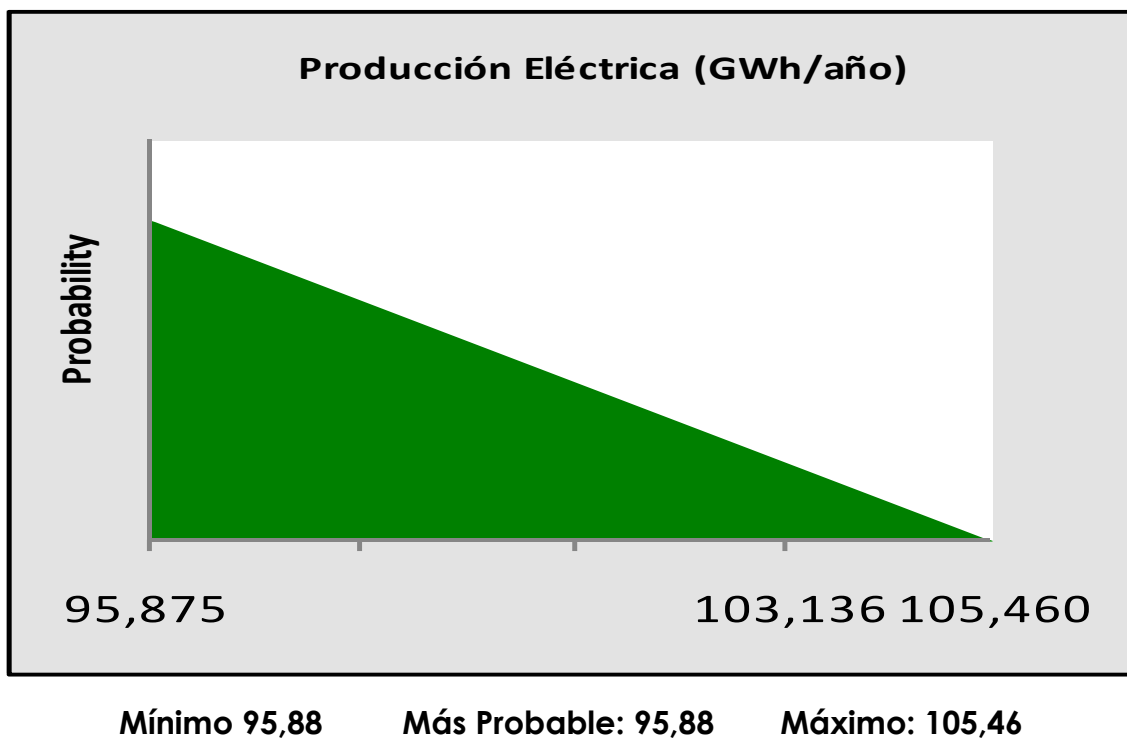
Gráfico VI.22. Hipótesis empleadas en la simulación



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

La siguiente hipótesis escogida es la relativa a la producción eléctrica.

Gráfico VI.23. Hipótesis empleadas en la simulación



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

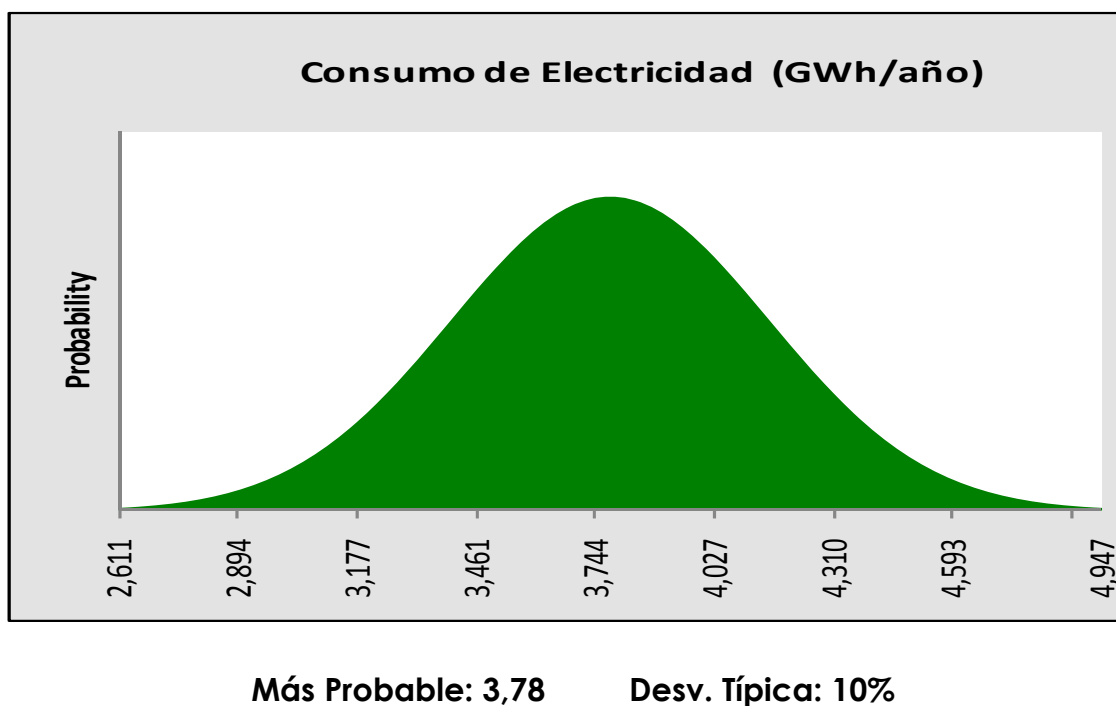
Respecto a la producción eléctrica, no hay que olvidar que el punto de partida es el caso base bancario, en el que se emplea la producción garantizada por el contratista, que generalmente siempre es un valor muy conservador.

Por esta razón asumimos que la producción mínima y más probable es la garantizada en el contrato EPC, pero que existe un margen de mejora del +10% respecto a la producción garantizada.

En el siguiente caso, el autoconsumo eléctrico, se ha escogido una distribución normal de probabilidad ante la incertidumbre técnica de cómo puede evolucionar este parámetro.

Sin embargo, si hemos querido analizar su impacto sobre el escenario de TIR ya que es un valor que supone la reducción de la generación bruta de la planta, y por ello, tiene una importancia cuantitativa muy relevante.

Gráfico VI.24. Hipótesis empleadas en la simulación

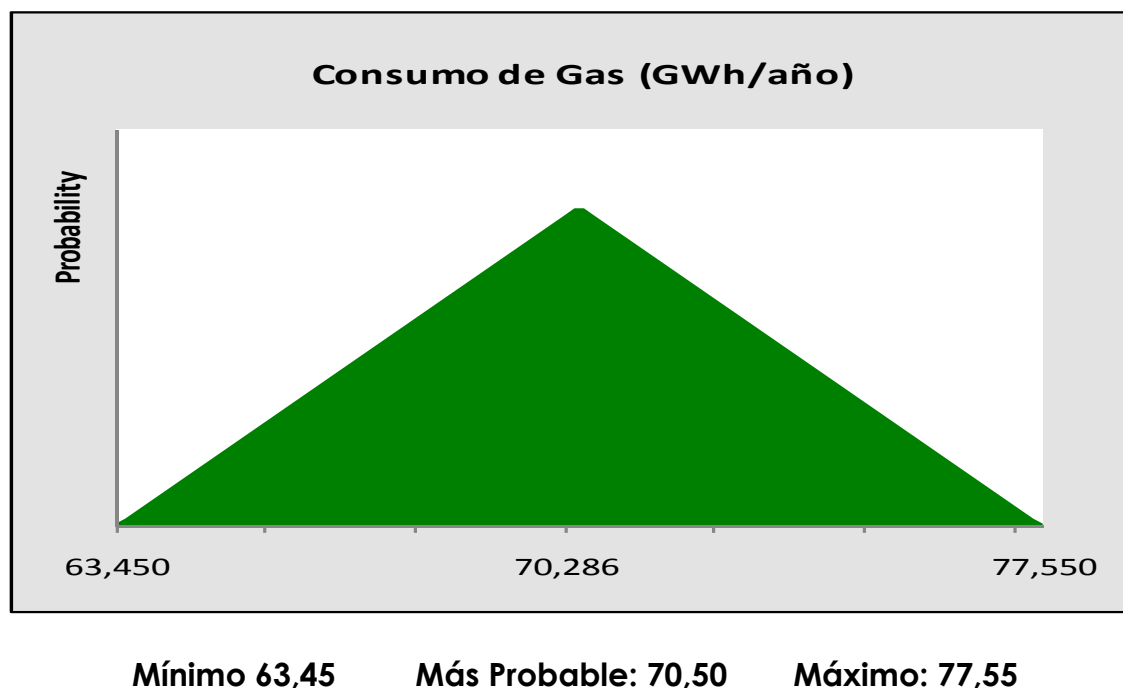


Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

De igual modo, se ha escogido el consumo de gas como otra de las hipótesis a incluir en la simulación, ya que su consumo es el principal gasto operativo del desarrollo termosolar.

En este caso, el conocimiento técnico de los consumos de gas natural sí permite acotar a través de una distribución de probabilidad triangular el rango de variación de esta variable. Su importancia económica, es también muy relevante, ya que su consumo está directamente relacionado con la producción de la planta.

Gráfico VI.25. Hipótesis empleadas en la simulación



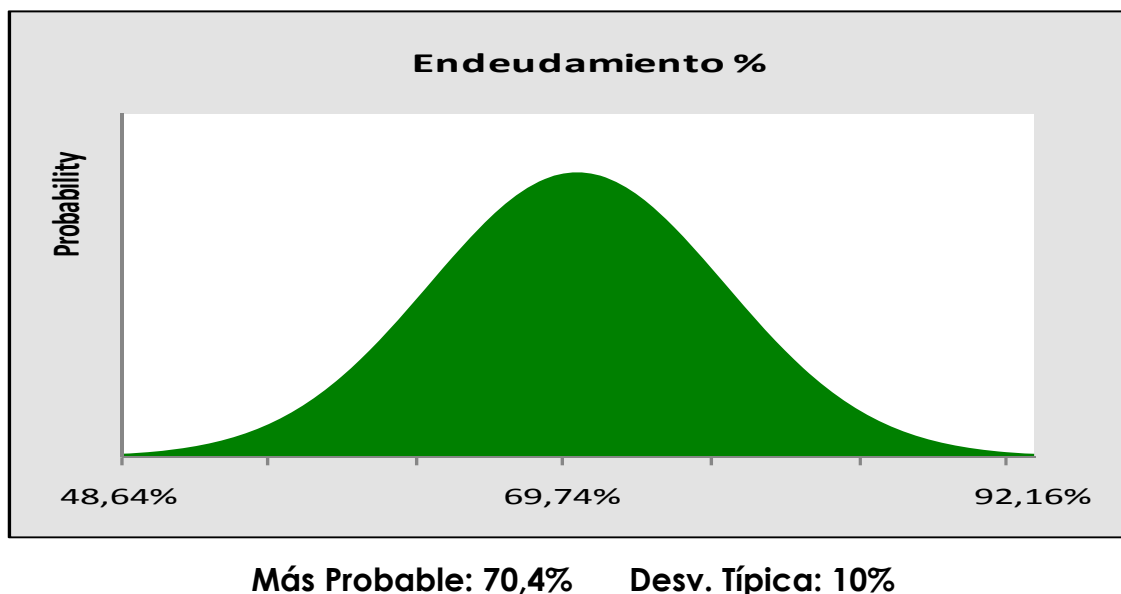
Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Por último, se ha escogido como hipótesis para la simulación el apalancamiento financiero de la planta. Aunque el proyecto Gemasolar se financió en el entorno del 70,4%, se ha considerado razonable considerar una variabilidad del +/-10% en el grado de apalancamiento en función del momento de mercado en el que se intentara cerrar la financiación estructurada del proyecto termosolar.

La realidad es que en el mercado internacional, los proyectos termosolares han conseguido un endeudamiento que oscilaba entre el 60% y el 80%, por lo que asumir ese valor central del 70% para la torre central parece razonable, ya que son las plantas cilindro parabólicas las que se ubican en niveles mayores de apalancamiento, cercanos al 80%.

Por esa razón, se ha escogido una función de probabilidad de una normal, estableciendo una desviación típica del 10% respecto a ese valor central.

Gráfico VI.26. Hipótesis empleadas en la simulación



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Como conclusión de la simulación de Montecarlo, parece claro que el millar de escenarios analizados arrojan un valor medio de rentabilidad para el capital propio del 8,4%, igual al del caso base del 8,4%.

Quiere decir por tanto, que la simulación arroja bastante seguridad al caso bancario, ya que parece ser un caso “medio” considerando potenciales mejoras y escenarios más pesimistas.

Lo que a cualquier inversor le proporcionaría mucha tranquilidad es el rango de rentabilidades que los percentiles arrojan: éstas se mueven entre el 5,8% y el 10,6%.

La rentabilidad resultante de los escenarios más negativos sigue mostrando valores todavía atractivos para un inversor si se comparan con otras posibles alternativas de inversión, ya que se situaría muy por encima de la rentabilidad media de la renta fija. De igual forma el rango más optimista de rentabilidad supondría batir en más de 200 p.b. (puntos básicos) la rentabilidad de las acciones en los plazos largos. Por esta razón, un inversor al analizar los resultados de la simulación, puede llegar a la conclusión de que a pesar de los dos riesgos más significativos de este tipo de proyectos (regulatorio y técnico), se encuentra ante una alternativa de inversión atractiva por su perfil de riesgo / rentabilidad esperada.

6.2.1.5 Conclusiones del análisis del plan de negocio termosolar de torre central.

Después de analizar el plan de negocio de la torre central con almacenamiento de sales tomando como referencia técnica el proyecto "Gemasolar", es sencillo llegar a la conclusión de que estamos ante un proyecto financiable desde el punto de vista bancario, robusto en la regularidad y previsibilidad de sus flujos de caja y con unos ratios de rentabilidad a nivel proyecto y accionistas ajustados, por debajo de la media de rentabilidad de otros proyectos termosolares.

Creemos que esto se justifica fundamentalmente por las contingencias asumidas especialmente en el contrato EPC: el contratista ha incrementado el volumen "normal" de provisiones con toda probabilidad para cubrirse de todos los imprevistos que puedan surgir durante la ejecución del proyecto, al ser éste el primero de su especie y con un marcado carácter prototípico.

6.2.2 El plan de negocio de la tecnología de Cilindro Parabólico

Como se ha señalado en el Capítulo IV, se trata de la tecnología más madura desde el punto de vista industrial, ya que la grandísima mayoría de los proyectos actualmente ejecutados o en fase de ejecución en el campo termosolar en el mundo, emplean la tecnología cilindro parabólica.

Tiene sin embargo el inconveniente de que parte de la cadena de suministro de algunos de los equipos principales, está sometida a un régimen de muy poca competencia (en muchos casos duopolios o incluso monopolios). Sirva como ejemplo la situación de los espejos cilíndricos, los tubos de conducción de los aceites o las propias sales que se emplean como acumuladores térmicos. Por esta razón, los expertos señalan que aunque esta es la tecnología a día de hoy más madura, es la tecnología de torre la que a futuro tiene mayor potencia de reducción de costes al no ser tan dependiente de esas restricciones de suministros.

Tal y como apuntábamos en párrafos anteriores, todas las comparaciones se realizarán sobre la base de plantas con almacenamiento térmico, ya que esta tecnología es a la luz de todas las opiniones técnicas, la configuración del futuro. En el caso de la tecnología cilindro parabólica, tomaremos como referencia técnica el proyecto "Andasol I" cuya financiación se cerró en el primer semestre del año 2006. El accionista único a día de hoy de dicho proyecto es el

Grupo ACS¹⁹⁸, aunque originalmente en el momento de su lanzamiento también participaba como accionista la empresa alemana Solar Millennium¹⁹⁹.

6.2.2.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de flujos de caja.

La potencia instalada para la planta es de 50 Mw nominales y tiene un plazo de construcción de 28 meses. En su momento de lanzamiento, el año 2006, era un proyecto prototípico, el “estado del arte” en plantas cilindro parabólicas con almacenamiento térmico a partir de sales fundidas. “Andasol I” ha sido la primera planta europea de su clase y supone un paso más en la innovación tecnológica respecto a las plantas construidas en los EEUU en la década de los ochenta y noventa (las nueve plantas SEGS).

La planta tiene una inversión inicial prevista de 293,5 Mn € (que se desglosan en 288,0 Mn € de coste del contrato EPC y unos 5,5 Mn € de gastos de desarrollo y gastos de la propiedad). A esto hay que añadir gastos durante la construcción de 13,7 Mn €, así como un montante total de 47,8 Mn € de gastos financieros intercalarios.

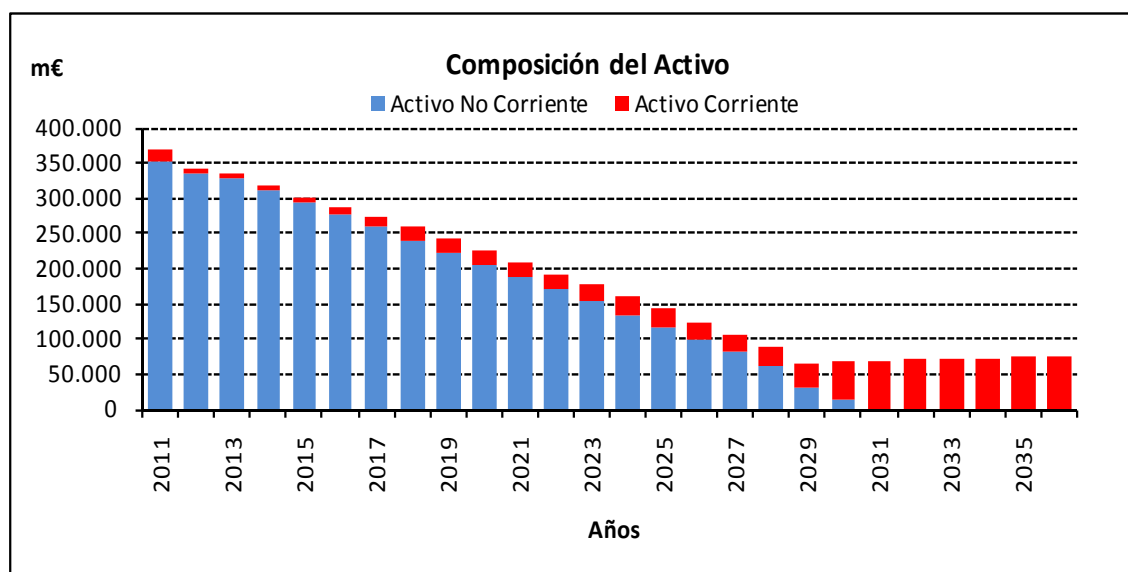
En la inversión original, apenas se contempla alguna partida de circulante ya que tan sólo se han considerado en el plan de negocio unas existencias mínimas de pequeño material de sustitución (fundamentalmente repuestos de espejos y tubos), por lo que el grueso del activo lo constituye la inversión de la planta en sí misma tal y como refleja el gráfico siguiente.

No se contempla ninguna inversión en activo adicional más allá de la inicial, ya que todos los gastos de operación y mantenimiento son cargados anualmente contra la cuenta de resultados tal y como establece el Nuevo Plan General Contable (NPGC) y las *International Financial Reporting Standards* (IFRS), al entenderse que esos gastos de mantenimiento no suponen ni una mejora del rendimiento del activo ni un alargamiento de la vida útil del mismo.

¹⁹⁸ Para más referencias de los proyectos termosolares promovidos por el Grupo ACS, se puede consultar su página web corporativa: <http://www.grupoacs.com/>.

¹⁹⁹ Para más referencias de los proyectos termosolares promovidos por el Grupo Solar Millennium AG, se puede consultar su página web corporativa: http://www.solarmillennium.de/index_lang2.html.

Gráfico VI.27. Composición del activo en el plan de negocio.



Fuente: Elaboración propia

La producción estimada media para la planta en base anual es de 167,73 GWh/año. Este volumen tan notable de generación eléctrica se explica especialmente por la enorme capacidad de almacenamiento de la planta, que en los meses pico de verano puede alcanzar hasta las 7,5 horas²⁰⁰ de almacenamiento térmico.

Al igual que ocurre con el plan de negocio de la torre central, debido a esta característica tan marcada de su capacidad de almacenamiento, los ratios típicos de inversión por megavatio nominal de la planta arrojan valores confusos por caros, ya que puede dar la impresión de ser poco rentable si consideramos ese valor del ratio²⁰¹ de 7.104 Mn € / MW. En la comparación con la tecnología de torre central, el ratio de inversión por producción nominal es prácticamente el 50% del valor del ratio de torre, lo que da idea de tecnología más madura en el caso de desarrollos cilindro parabólicos.

²⁰⁰ La diferencia entre el almacenamiento de 17 horas de la planta de torre central y las 7,5 horas de la planta cilindro parabólica se explica fundamentalmente por la concentración del calor. En el caso de la torre central, la temperatura de las sales se puede elevar por encima de los 500°C, mientras que en el caso de la planta cilindro parabólica lo normal es que la temperatura se sitúe ligeramente por encima de los 300°C. Lógicamente, a más temperatura de las sales, mayor capacidad de almacenamiento térmico.

²⁰¹ A efectos del cálculo del ratio de inversión por megavatio nominal se considera como inversión la suma del montante del contrato EPC más los gastos de la propiedad más los gastos durante la construcción y los gastos financieros intercalarios.

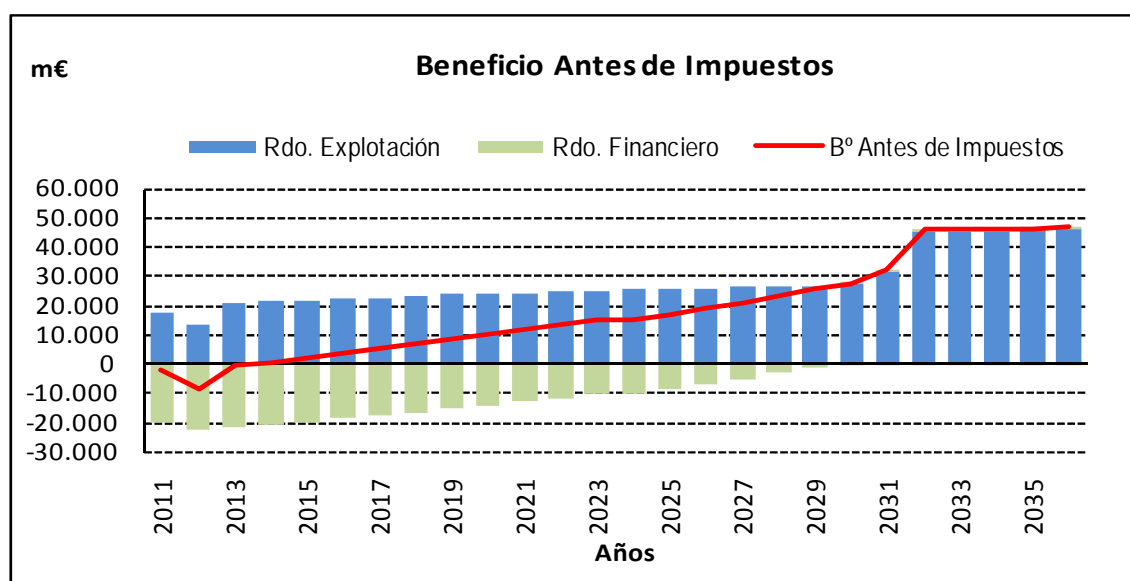
Si este ratio como ya ocurría anteriormente, se refina un poco más y se emplea en el denominador la producción anual de la planta, dónde ya se ve reflejado claramente el efecto del almacenamiento de sales, el ratio de inversión por producción anual arroja un valor de 2,12 Mn €/Gwh año, mucho más comparable con el resto de tecnologías termosolares e inferior al valor arrojado por el plan de torre central.

Adjuntamos los estados financieros del plan de negocio de la planta termosolar cilindro parabólica de 50 Mw con almacenamiento térmico en el ANEXO II.

Tal y como se aprecia en dichos estados financieros, los ingresos medios del proyecto ascienden a los 55,8 Mn € con un EBITDA medio en ese mismo periodo de 38,4 Mn €, lo que supone un margen EBITDA medio del 68,37% para la vida de la planta estimada en 25 años.

A nivel de beneficio operativo, se alcanza una media de EBIT de 25,3 Mn €, lo que supone un Margen EBIT del 45,23% y un beneficio neto medio de 9,5 Mn €, es decir un margen neto del 17,1%.

Grafico VI.28. Evolución del Beneficio de la planta solar.



Fuente: Elaboración propia

Sin duda son magnitudes financieras que apuntan a un muy buen comportamiento financiero. Claramente se trata de una inversión muy intensiva de capital al inicio (inversión de 357,3 Mn €) que luego progresivamente se va recuperando a través de la generación eléctrica

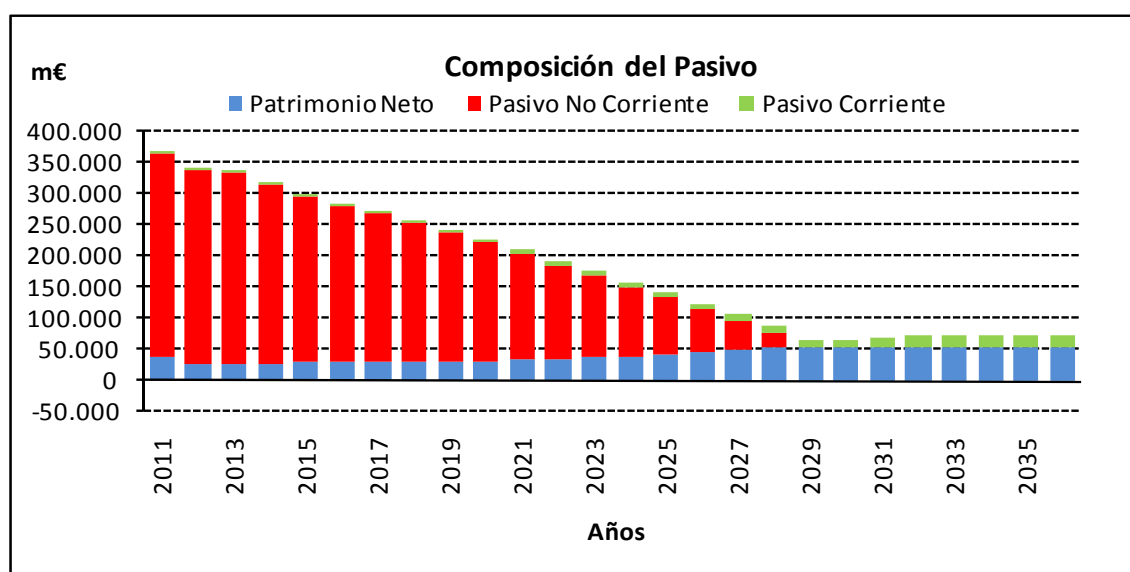
anual, ya que los costes operativos anuales son de menos relevancia, situándose en un 31,6% aproximadamente de la facturación anual.

El apalancamiento con el que se han venido cerrando los proyectos cilindro parabólicos está en torno al 77,75% de las necesidades totales de fondos.

La aportación de los accionistas se estructura en este tipo de plantas en un único tramo de capital social, ya que el mayor apalancamiento del proyecto no permite el uso de préstamos subordinados de accionistas como en el caso de la torre central.

En el gráfico a continuación reproducimos exclusivamente la aportación de los socios en la forma de capital social y la comparamos con la financiación bancaria a lo largo de los primeros años de vida del proyecto.

Gráfico VI.29. Composición del pasivo.



Fuente: Elaboración propia

Si tomamos como referencia los proyectos Andasol del Grupo ACS, la estructura escogida para la financiación bancaria ha sido la del *project finance* en su modalidad de "*club deal*". En la mayor parte de los casos, el *pool* bancario está formado mayoritariamente por entidades financieras españolas (si no lo es en su totalidad como en el caso de los proyectos Valle de la empresa *Torresol Energy Investments, S.A.*). La financiación original elevada a público de estos últimos proyectos contenía los siguientes condicionantes de tipo financiero:

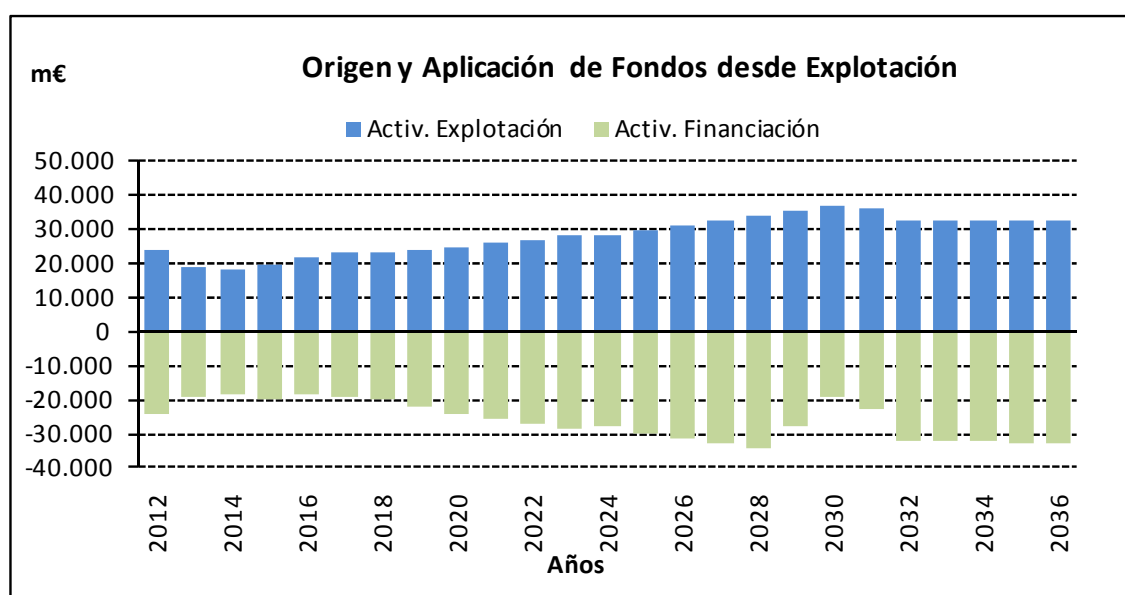
Tabla VI.7. Condiciones financieras del project finance para la planta termosolar cilindro parabólica de 50 Mw con almacenamiento térmico.

01-10-09	Inicio Construcción
24	Meses de Construcción
25	Años de Explotación
20	Años Vida Deuda Senior
6	Meses Periodo de Gracia 1ª Devolución
2	Número de Cuotas a Pagar en el Año
70,00%	% Años Vida Deuda Senior bajo Swap
70,00%	% Tipo Deuda Senior bajo Swap
77,75%	Deuda Senior como % de las Nec. Fondos
3,50%	Fee Estructuración
1,00%	Fee de Compromiso
3,00%	Margen Interés en Construcción
3,25%	Margen Interés en Explotación
3,50%	Tipo de Interés Swap
1,20	RCSD mínimo para reparto de Dividendos
50,00%	Reserva Servicio de la Deuda

Fuente: Torresol Energy Investments, S.A.

El estado de flujos de caja arroja un perfil bastante interesante desde el punto de vista financiero. La generación media de flujo de caja libre durante los años de explotación asciende a los 32,6 Mn €, lo que supone un ratio de flujo de caja libre sobre ventas del 53,3%.

Grafico VI.30. Perfil de generación de caja del proyecto termosolar.



Fuente: Elaboración propia

6.2.2.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar cilindro parabólico.

Al igual que hemos señalado en el caso de la torre central, de nuevo emplearemos los criterios de valor actual neto (VAN) y tasa interna de rentabilidad (TIR) para evaluar la rentabilidad que arroja el plan de negocio. Generalmente, el estándar a la hora de hacer comparaciones entre los distintos planes de negocio termosolares es la TIR debido a que de esa manera se elimina la distorsión que pueda proceder de los diferentes costes de capital que los inversores asuman en sus planes de negocio.

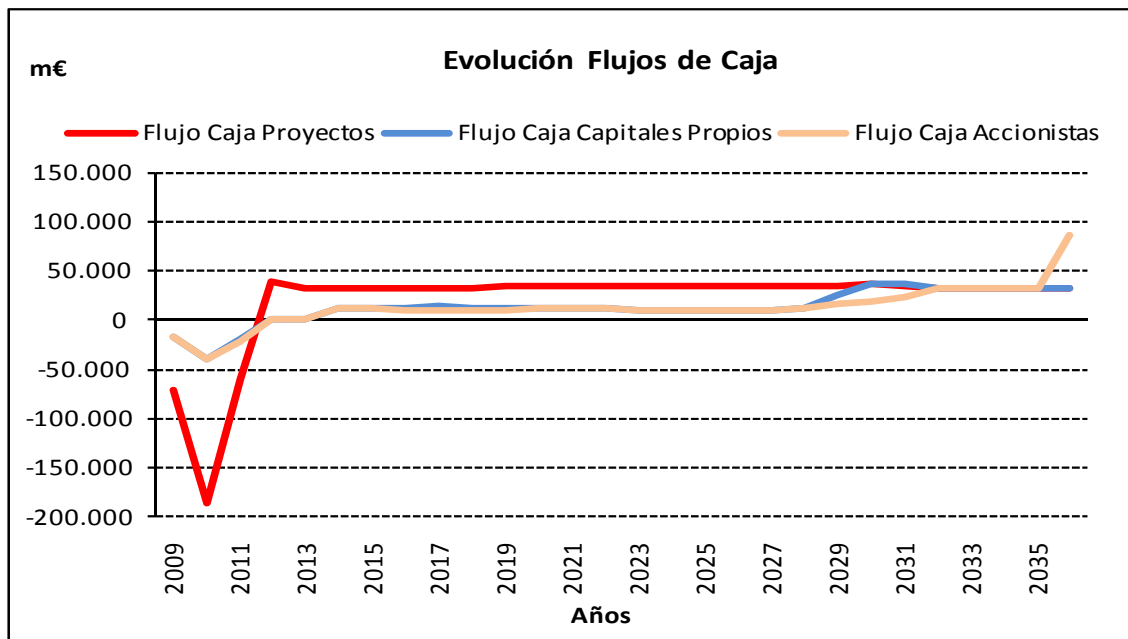
Generalmente, ese coste de capital empleado para el cálculo del VAN del proyecto debe ser una variable específica de cada proyecto dados los condicionantes del inversor y el coste de la deuda en cada momento (al margen evidentemente de la fiscalidad de los gastos financieros y la proporción del uso de fondos propios y ajenos). Por esta razón, las comparativas entre distintas alternativas de inversión son más limpias si se elimina la discusión sobre el coste de capital y se atiende directamente a la TIR del proyecto.

De nuevo, tanto en el caso del VAN como en el de la TIR, la comparación se realizará desde las mismas tres ópticas:

- A nivel proyecto, es decir, partiendo de los flujos de caja libres que arroje el proyecto y por su propia definición, sin que el grado de apalancamiento influya en las rentabilidades obtenidas.
- A nivel flujos de caja disponibles para los capitales propios, es decir, teniendo en cuenta el flujo de caja disponible para el accionista como resultado de detraer del flujo de caja libre el servicio de la deuda que corresponda. O lo que es lo mismo, considerando toda la caja generada excedentaria a nivel operativo después del pago de la deuda y añadiéndole los dividendos pagados y el servicio de la deuda de los préstamos participativos.
- A nivel de los flujos de caja efectivamente distribuidos a los accionistas en forma de dividendos. Es decir, la suma de los dividendos más el servicio de la deuda de los préstamos participativos

Los flujos de caja generados por el proyecto desde las tres ópticas apuntadas anteriormente son los siguientes:

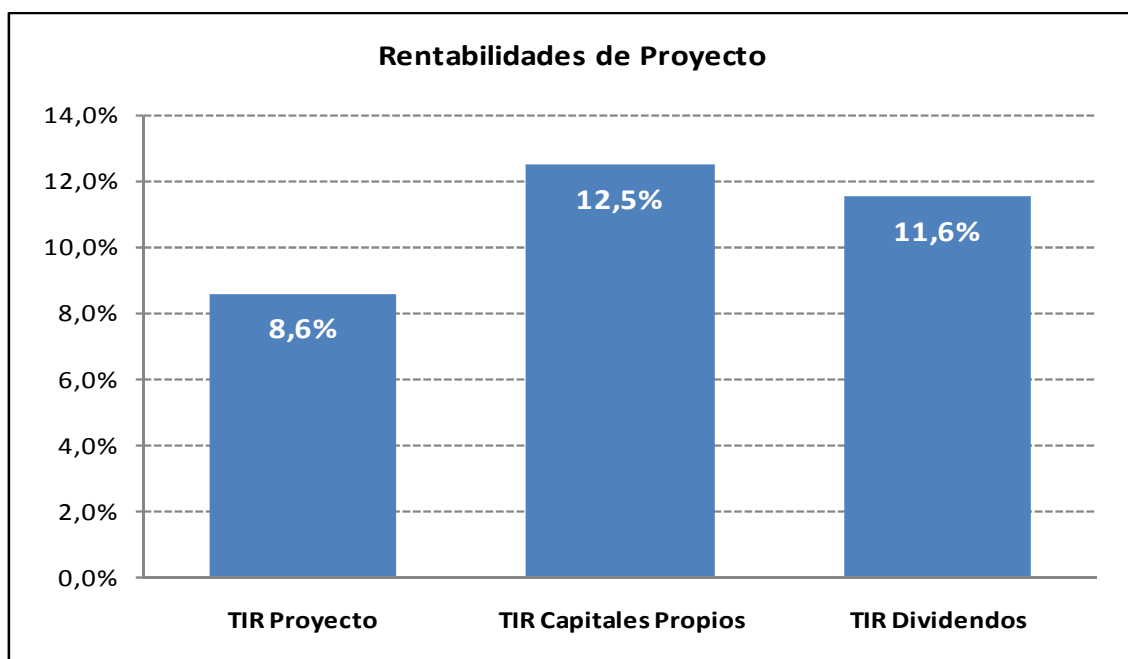
Gráfico VI.31. Evolución de los distintos flujos de caja



Fuente: Elaboración propia

Para este perfil de flujos de caja generados por el proyecto las rentabilidades que se han estimado desde las tres ópticas son:

Gráfico VI.32. TIR del Proyecto, de los Capitales Propios y Dividendos



Fuente: Elaboración propia

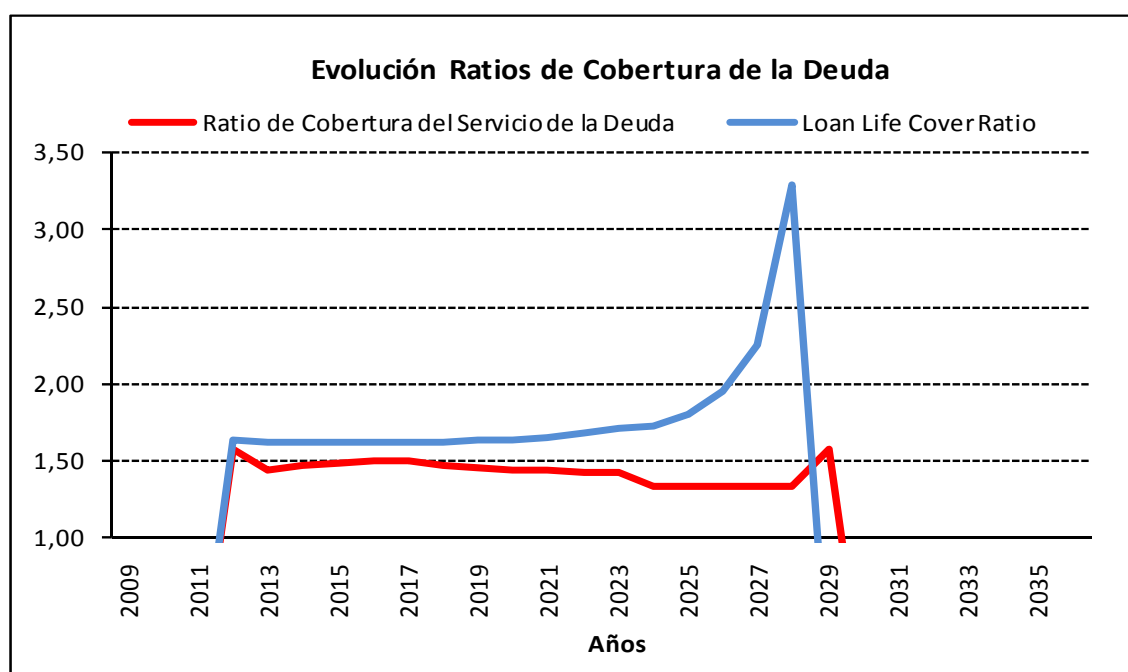
Las rentabilidades de este proyecto están en el rango medio de las tecnologías renovables, ya que el proyecto en sus valores garantizados arroja una TIR del proyecto del 8,6%, una TIR de o capitales propios del 12,5% y una TIR de dividendos del 11,6%.

Si la comparación la realizamos con el resto de proyectos termosolares, la rentabilidad del proyecto compara con el rango bajo de las rentabilidades medias, lo cual es coherente ya que el modelo está empleando los valores “garantizados²⁰²” de la producción eléctrica.

6.2.2.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar cilindro parabólico.

Tal y como hemos señalado anteriormente, el plan de negocio ha sido estructurado para una financiación vía *project finance* a un plazo de 20 años, con un endeudamiento efectivo inicial del 77,8%.

Grafico VI.33. Evolución del Ratio de Cobertura del proyecto termosolar



Fuente: Elaboración propia.

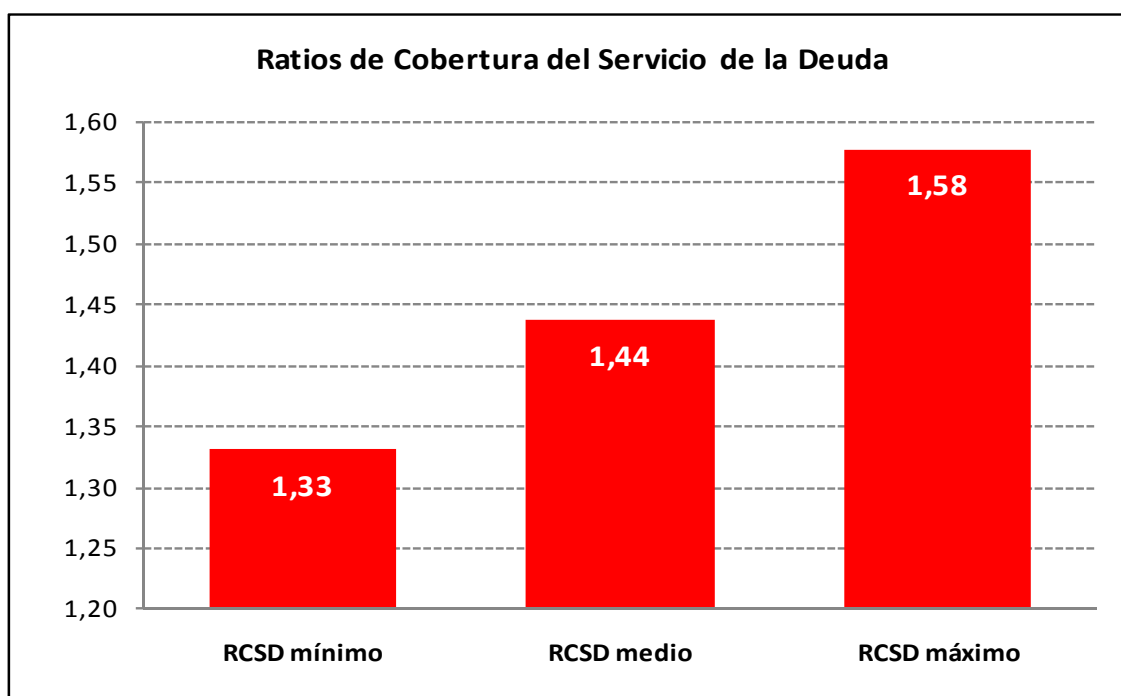
²⁰² La mayor parte de los promotores de proyectos en el campo de energías renovables emplean habitualmente dos planes de negocios: uno con valores “garantizados” y otro con valores “esperados”. La principal diferencia es que los valores garantizados contemplan la hipótesis de producción garantizada por el contratista en su contrato llave en mano EPC. Por el contrario, la producción “esperado” suele ser un valor de producción energética con un valor superior al valor estrictamente garantizado por el constructor de la planta,

La “financiabilidad” del proyecto vendrá determinada por el ratio de cobertura medio de la deuda mientras exista endeudamiento vivo. En el caso del proyecto Andasol, el RCSD lo fijaron las entidades financieras en un mínimo de 1,2x.

Es decir, exigía una generación media en el caso base de un 20% de más flujo de caja que lo que es anualmente el servicio de la deuda.

En el caso del plan termosolar cilindro parabólico medio construido, ese ratio de cobertura medio es de 1,44x, lo que garantizaría la aprobación de los comités de riesgos de las entidades financieras.

Grafico VI.34. Ratios de cobertura del proyecto termosolar



Fuente: Elaboración propia.

6.2.2.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar cilindro parabólico.

Una vez configurado el “caso bancario” para la tecnología cilindro parabólica, lo preceptivo es comprobar si en estas condiciones de financiación y generación de caja, la inversión es lo suficientemente robusta como para afrontar el servicio de la deuda y retribuir adecuadamente a sus accionistas, incluso en los escenarios más adversos.

Para ello, tal y como hemos apuntado en el plan de negocio anterior, se volverán a emplear dos técnicas: análisis de sensibilidad y la simulación de Montecarlo con el fin de construir escenarios teóricos lo más parecido posible a los que se pueden dar en la realidad.

- **Análisis de Sensibilidad.** El análisis básicamente identifica las variables más importantes del modelo y sobre ellas realiza algunas variaciones sobre el valor central que se le ha asignado en el caso base. En paralelo se mide sobre alguno de los indicadores de rentabilidad o “financiabilidad” –típicamente TIR o RCSD- el efecto de los cambios experimentados en las hipótesis. Se trata de una técnica limitada en el sentido de que sólo se varía una hipótesis en cada iteración, y se mide su impacto sobre el resultado final, manteniendo el resto de asunciones *ceteris paribus*.

Al hacer cualquier análisis económico proyectado al futuro, siempre hay un elemento de incertidumbre asociado a las alternativas que se estudian y es precisamente esa falta de certeza lo que hace que la toma de decisiones sea bastante difícil.

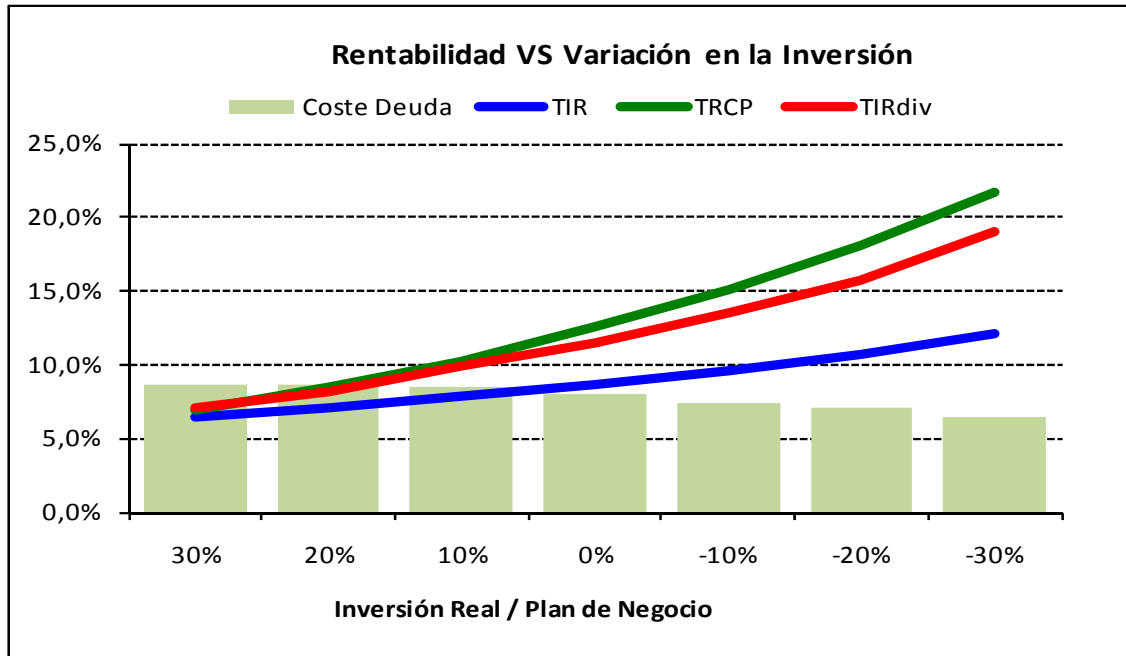
En los planes de negocio se contemplan para algunas de las asunciones variaciones con mucho impacto en los resultados finales, tales como cambios de tipos de interés, de índices de precios al consumo, de precios del pool eléctrico, evolución de los salarios, movimientos en los precios de algunos consumos clave como el gas natural, etc. y todo ello, se realiza para periodos de hasta 20 -25 años.

Con el objeto de facilitar la toma de decisiones, puede efectuarse un análisis de sensibilidad, el cual indicará las variables que más afectan el resultado económico de un proyecto y cuáles son las variables que tienen poca incidencia en el resultado final. Al mismo tiempo, sólo debe variarse una hipótesis, de forma que el impacto sobre el resultado final es directamente atribuible al cambio de esa hipótesis específica.

En el caso termosolar de cilindro parabólico se han realizado los análisis de sensibilidad que se detallan a continuación.

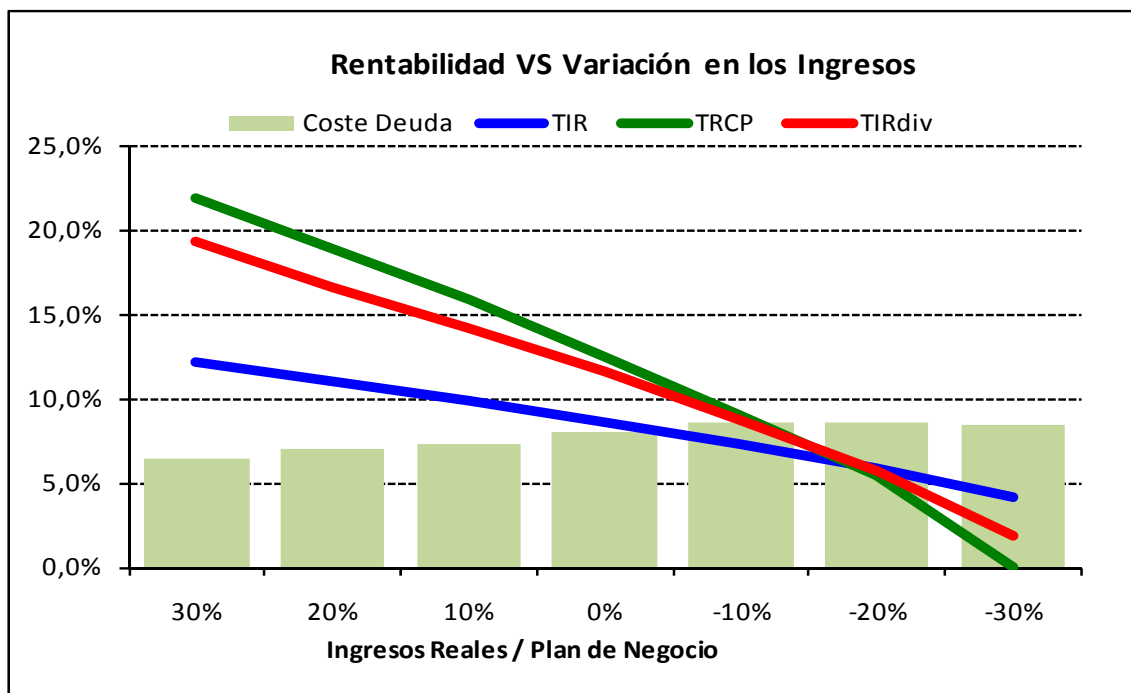
Sensibilidades respecto a la rentabilidad del proyecto termosolar.

Gráfico VI.35. Rentabilidad versus una variación de la inversión



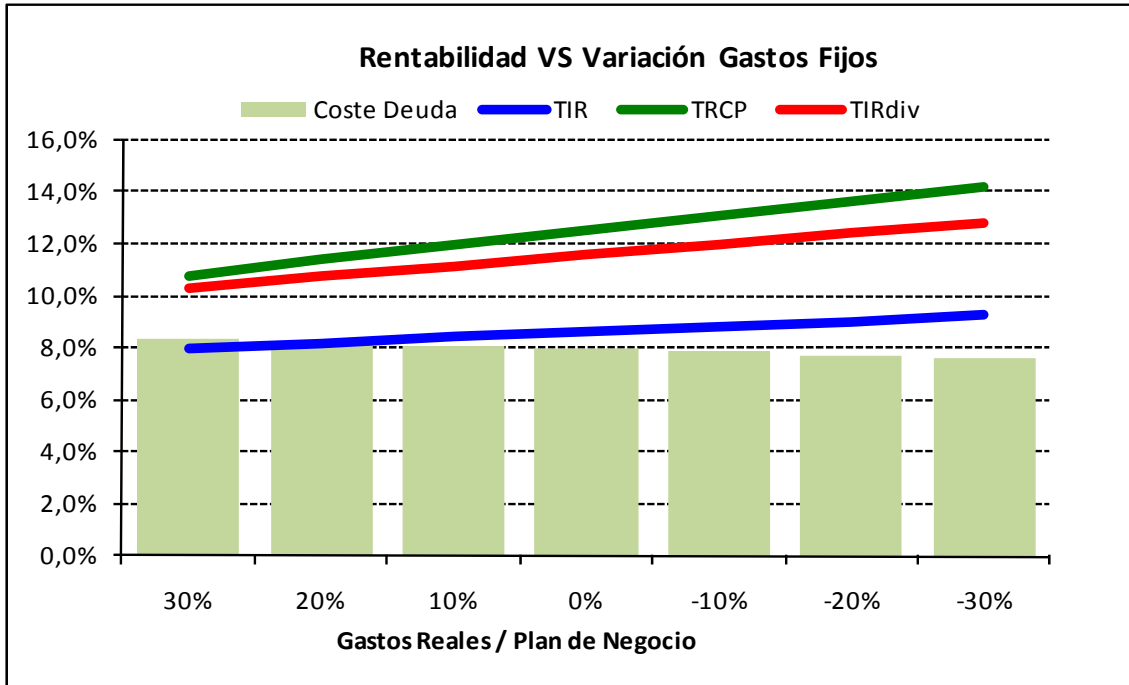
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.36. Rentabilidad versus una variación de los ingresos



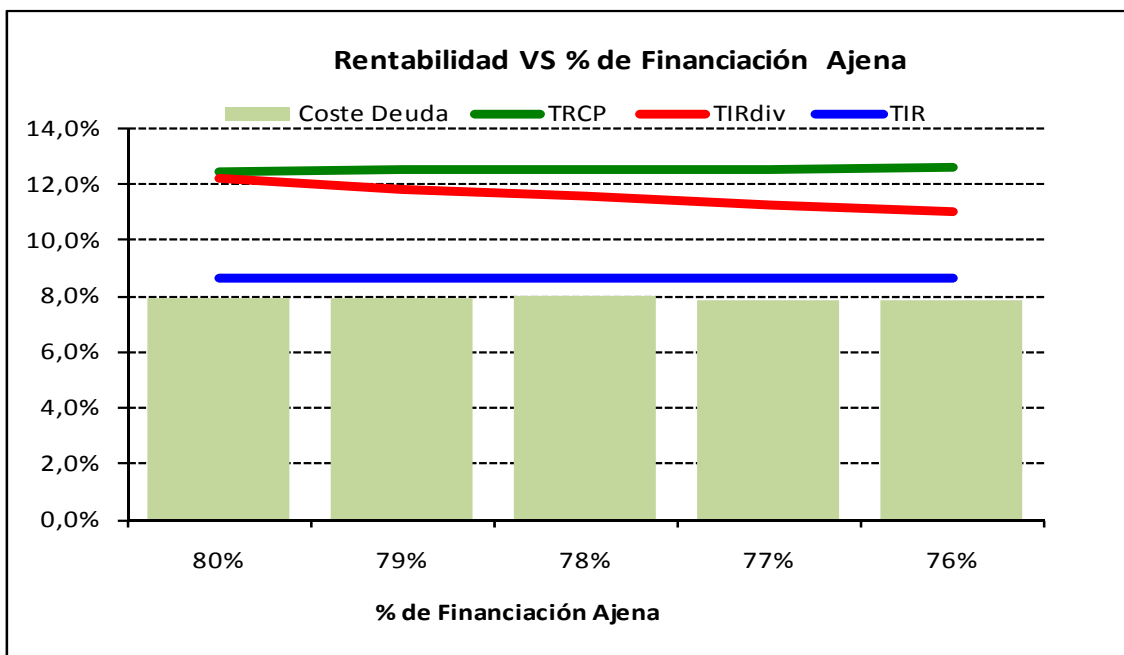
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.37. Rentabilidad versus una variación de los gastos fijos del proyecto



Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.38. Rentabilidad versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto



Fuente: Elaboración propia

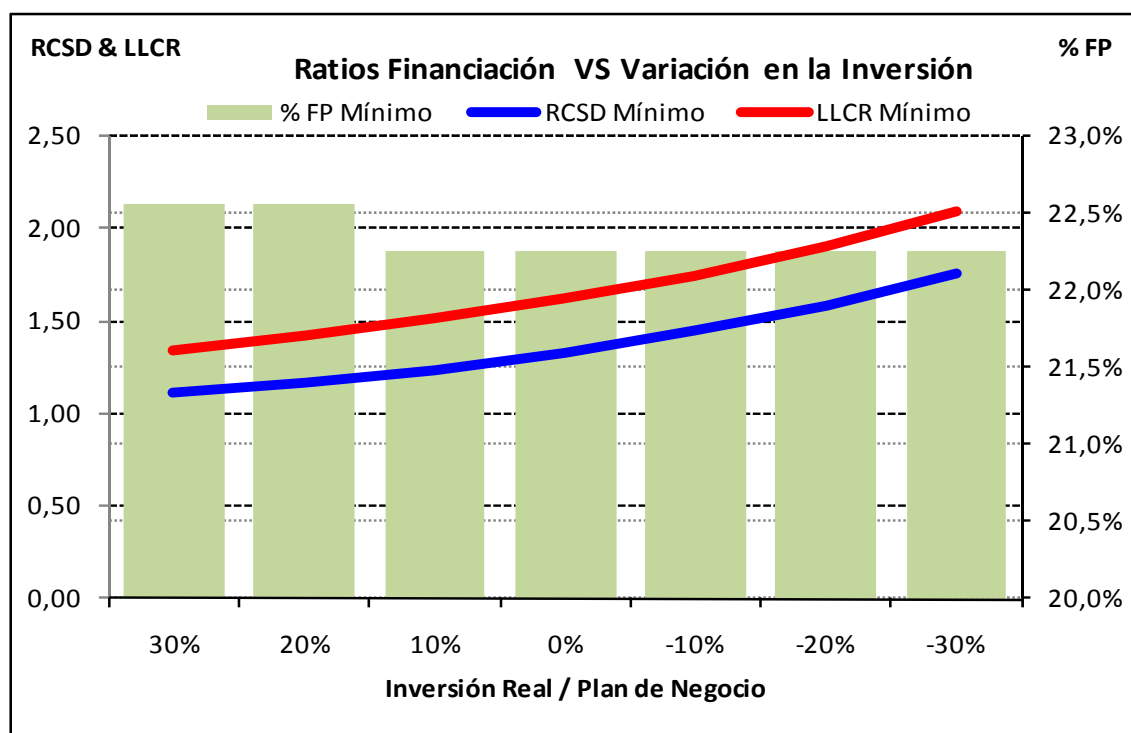
Tal y como se observa en los análisis anteriores, la variación más importante -tal y como ocurría en el plan de negocio de torre central-, vuelve a ser la proveniente de los ingresos.

Sensibilidades respecto a los ratios de financiación del proyecto termosolar.

A continuación se trata de determinar cómo oscilan los ratios de financiación ante algunas de las variables claves del modelo. Se han escogido dos ratios a tal efecto:

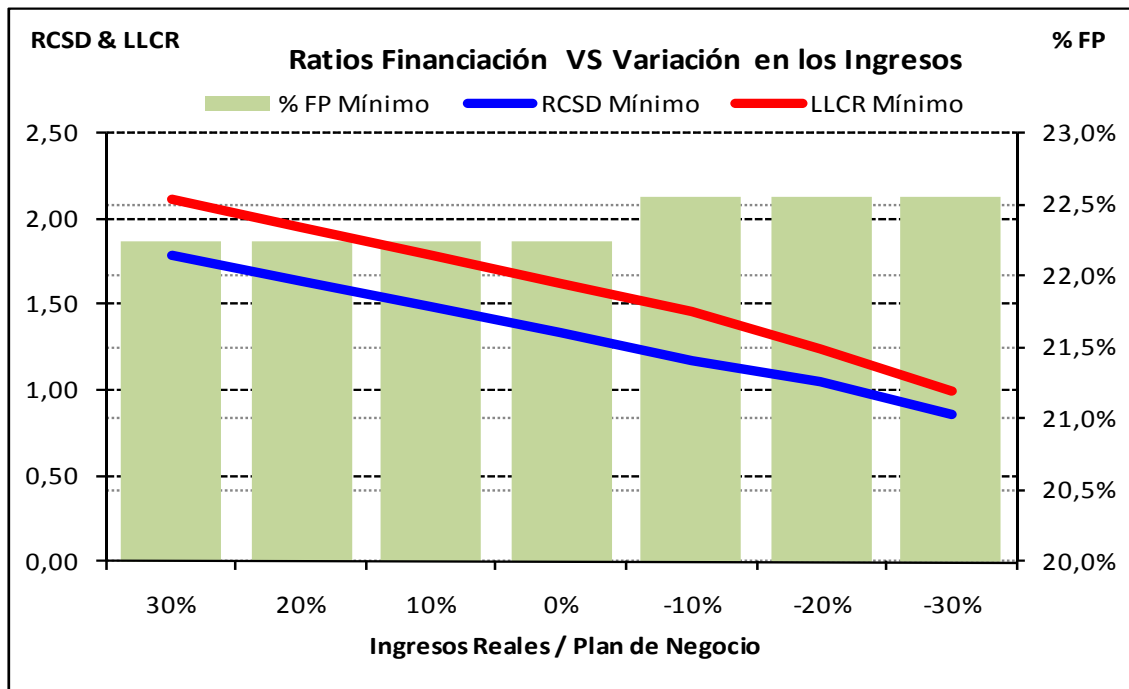
- Ratio de cobertura del servicio de la deuda (RCSD) como cociente año a año del flujo de caja libre del proyecto y el servicio de la deuda con entidades financieras, lo que incluye la suma de intereses, comisiones varias y pago del principal.
- *Long life coverage ratio* (LLCR) es el ratio que resulta como cociente del valor actual neto de los flujos de caja futuros del proyecto y el valor actual neto de la deuda viva.

Gráfico VI.39. Ratios de financiación versus una variación de la Inversión



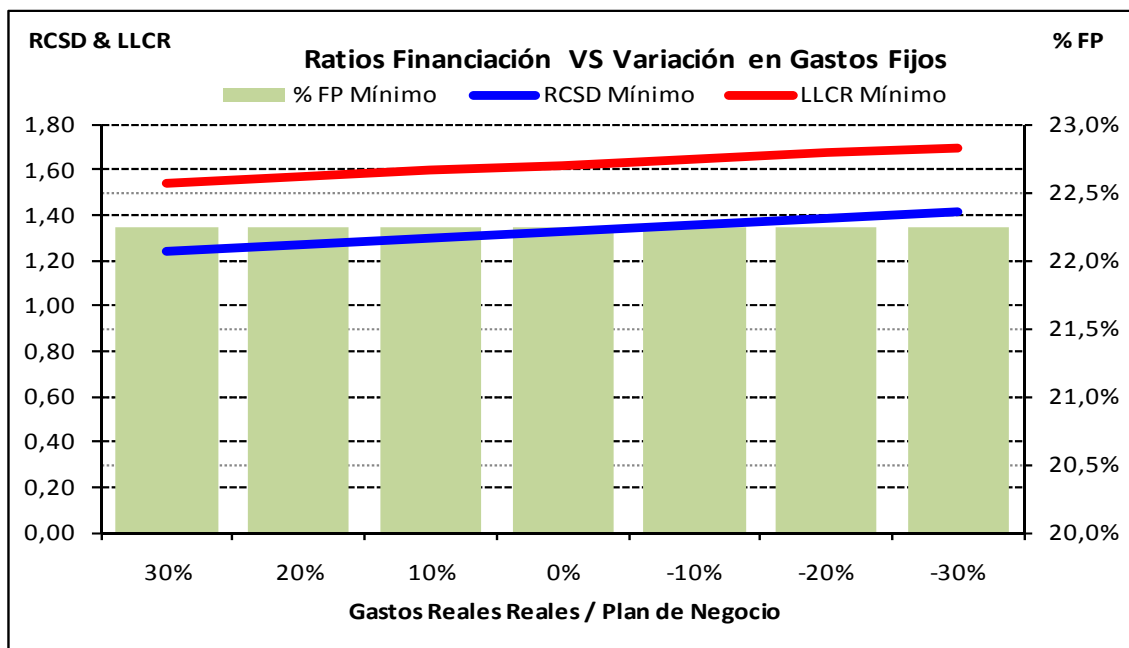
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.40. Ratios de financiación versus una variación de los Ingresos



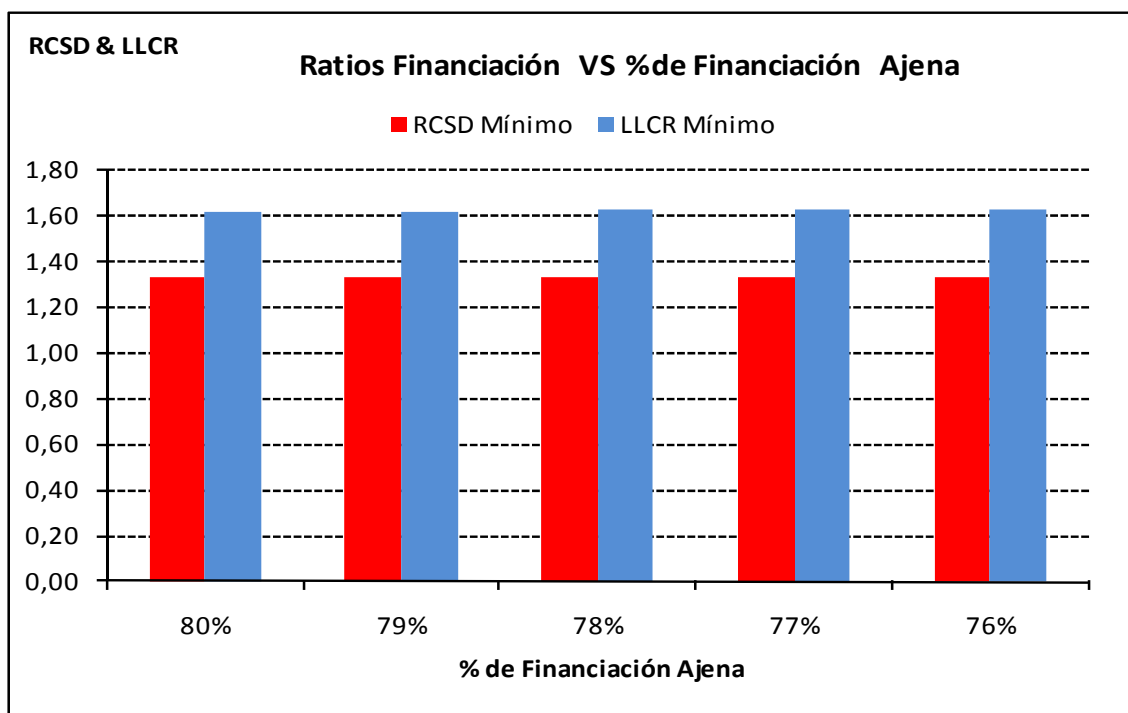
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.41. Ratios de financiación versus una variación de los gastos fijos del proyecto



Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.42. Ratios de financiación versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto



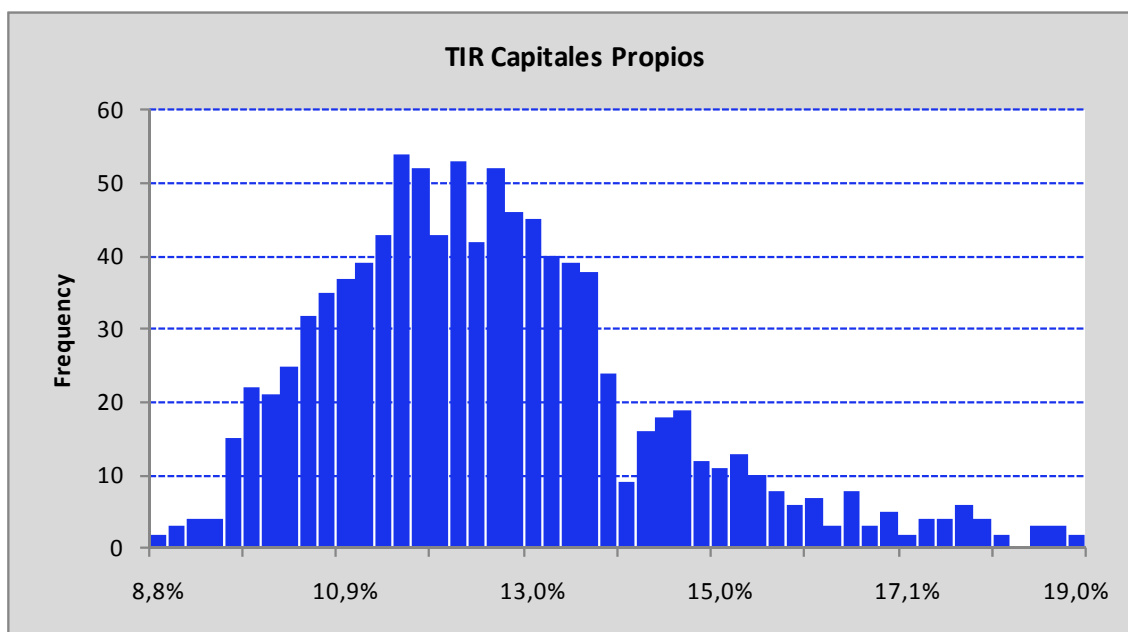
Fuente: Elaboración propia

- **Simulación de Montecarlo.** De nuevo, se volverá a asignar una distribución de probabilidad a una serie de variables clave para las que se configurará un rango de variación. Ello nos permitirá construir escenarios futuros cercanos a los escenarios que pueden darse en la realidad una vez la planta esté plenamente operativa.

Lo más relevante de dicho ejercicio de simulación a futuro es que las hipótesis no toman valores aleatorios, sino que se define un rango de valores de forma que a cada valor se le asigna una probabilidad de ocurrencia.

Al igual que ocurría en el caso de la torre central, la información que se obtiene suele ser de enorme utilidad para los promotores, ya que dibujan escenarios posibles a futuro que efectivamente pueden ser escenarios reales. Los datos de TIR o de RCSD ya no son datos fruto de un único escenario, el caso base, sino que son valores medios de muchísimos escenarios que pueden darse en realidad.

Gráfico VI.43. Resultados obtenidos de la simulación sobre el plan de negocio termosolar



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Se ha realizado el ejercicio de simulación de Montecarlo para el plan de cilindro parabólico en Europa, escogiendo las mismas siete hipótesis clave que en el caso de torre central y estableciendo unos rangos de variación que se han considerado razonables. Se ha seleccionado la TIR de los capitales propios como la variable de predicción sobre la que se va a medir el efecto de los cambios de las hipótesis.

La TIR de los capitales propios del proyecto originalmente arrojaba un valor del 12,5%. Se han realizado un millar de simulaciones sobre las hipótesis seleccionadas y la TIR media de la simulación arroja un valor para la TIR de los capitales propios del 12,7%, lo que supone un incremento de 20 puntos básicos.

El resultado supone que el plan de negocio del caso base es conservador, debido fundamentalmente a que la simulación contempla un rango de valores para la producción del proyecto que parte de un valor garantizado realmente bajo.

El coste de la financiación incluyendo el margen, las comisiones de apertura y las comisiones de agencia es del 8%, lo que supone una financiación muy cara si se compara con el coste de la torre central e incluso, si se consideran los propios retornos del proyecto. Esto se debe a

que se ha considerado en el plan de negocio unas condiciones de financiación que serían las que ofrecería el mercado a día de hoy.

En el caso de torre, el coste financiero se ha considerado menor por estimar que recibiría alguna bonificación en los tipos de interés al tratarse de un proyecto tan tecnológicamente innovador.

Tabla VI.8. Resultados obtenidos de la simulación.

Statistics:	Forecast values
Trials	1.000
Mean	12,7%
Median	12,3%
Mode	---
Standard Deviation	2,3%
Variance	0,1%
Skewness	2,79
Kurtosis	21,61
Coeff. of Variability	0,1799
Minimum	8,7%
Maximum	37,3%
Range Width	28,5%
Mean Std. Error	0,1%

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Uno de los resultados más interesantes que arroja la simulación es la de los percentiles, ya que sirven para establecer rangos de los valores de la TIR de los capitales propios tanto en el peor como en el mejor de los escenarios posibles definidos

Si comparamos cómo se agrupan los valores del caso central respecto a lo que nos dice la simulación, parece claro que el caso base bancario ha sido conservador, ya que la TIR de los capitales propios del caso base se sitúa en el 12,5%, que responde a un escenario que estaría centrado entre el percentil P50 y el percentil P60.

Se detallan a continuación los valores de los diferentes percentiles después del millar de simulaciones.

Tabla VI.9. Resultados obtenidos de la simulación. Percentiles

Percentiles:	Forecast values
P0	8,7%
P10	10,4%
P20	11,0%
P30	11,5%
P40	11,9%
P50	12,3%
P60	12,7%
P70	13,2%
P80	13,8%
P90	15,2%
P100	37,3%

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Tal y como se aprecia en la tabla anterior, la realidad es que las TIR de los capitales propios se mueven en un rango del 8,7% al 37,3%.

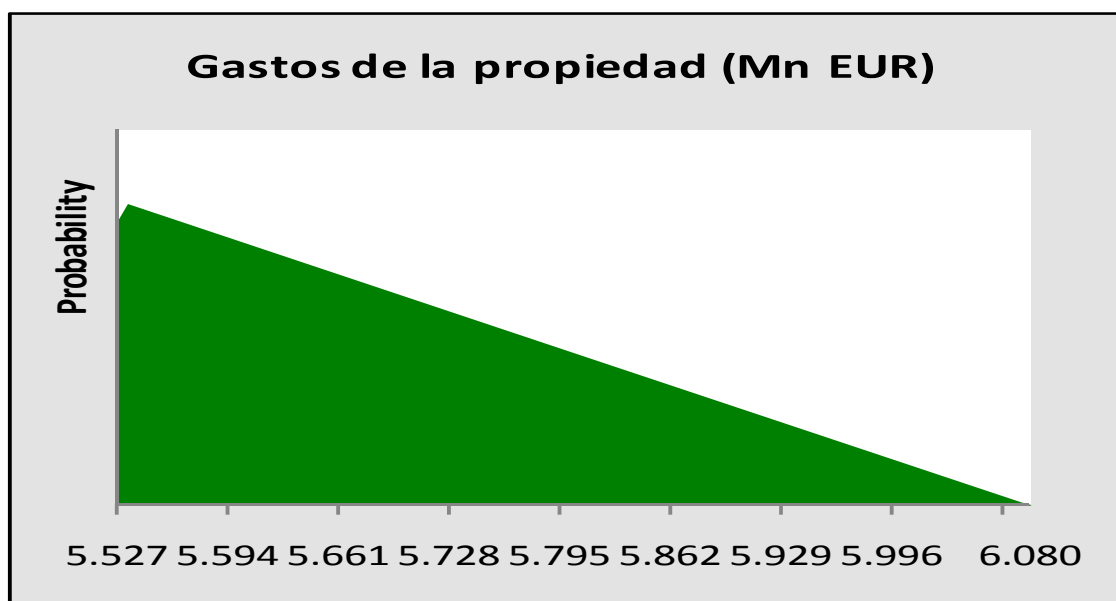
En cualquier caso, parece evidente que incluso en el peor de los escenarios, la tecnología cilindro parabólica es capaz de batir los niveles de rentabilidad medios de otras alternativas de inversión disponibles en los mercados financieros (renta variable).

Llama poderosamente la atención el rango alto de la rentabilidad del proyecto según la simulación. Sin lugar a dudas ese escenario responde a una situación en la que se da la hipótesis de máxima producción y tarifa con un escenario de máximo apalancamiento y mínimos niveles de consumo de gas y electricidad.

Hemos seleccionado las mismas hipótesis que en el caso de la torre central, pero para algunas de ellas se han seleccionado funciones de probabilidad triangulares.

Esto se justifica por el hecho de que esta es una tecnología más madura y para la que ya existen activos de generación muy similares en operación. Esto permite acotar los rangos máximos y mínimos de las variables en base a los datos operativos recogidos por proyectos similares en cuanto a tecnología y que ya hoy están en un régimen de producción continuada.

Gráfico VI.44. Hipótesis empleadas en la simulación



Mínimo 5,527

Más Probable: 5,527

Máximo: 6,080

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Asumimos un valor mínimo para los gastos de la propiedad de 5,5 Mn €, que es el valor que se ha asumido en el caso base.

A partir de ahí, en la simulación consideramos que es posible que se produzca una desviación negativa (de incremento de gasto) de hasta un +10% del valor mínimo y central.

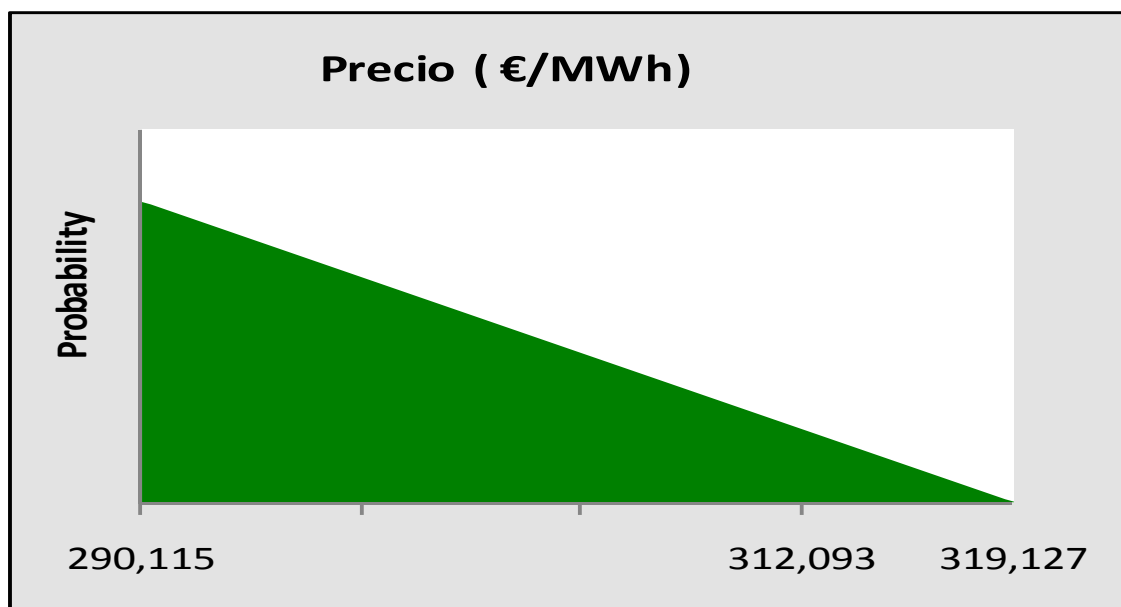
Lo que definimos es una función de probabilidad triangular, de forma que los valores más probables son los 5,27 Mn € y asignamos una probabilidad muy baja de que la desviación alcance el máximo del +10% respecto del valor central.

Respecto al precio de la electricidad, hemos asumido como valor suelo de la simulación la tarifa eléctrica regulada según el RD 661/07 para el subgrupo b.1.2 (termosolar mayor de 10 Mw y menor de 50 Mw), a lo que se ha añadido un complemento por reactiva (3%) y revisiones conforme al índice de precios al consumo con sus ajustes.

Como valor medio hemos asumido una estimación de 290.115 EUR/Mwh. Para el valor máximo hemos tomado una tarifa un 16% superior a la Tarifa Regulada, ya que ese es históricamente el diferencial de precio que ha existido en los últimos diez años entre dicha tarifa y la

alternativa de remuneración a mercado (pool eléctrico) más la prima correspondiente.

Gráfico VI.45. Hipótesis empleadas en la simulación



Mínimo 290,11 Más Probable: 290,11 Máximo: 336,53

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

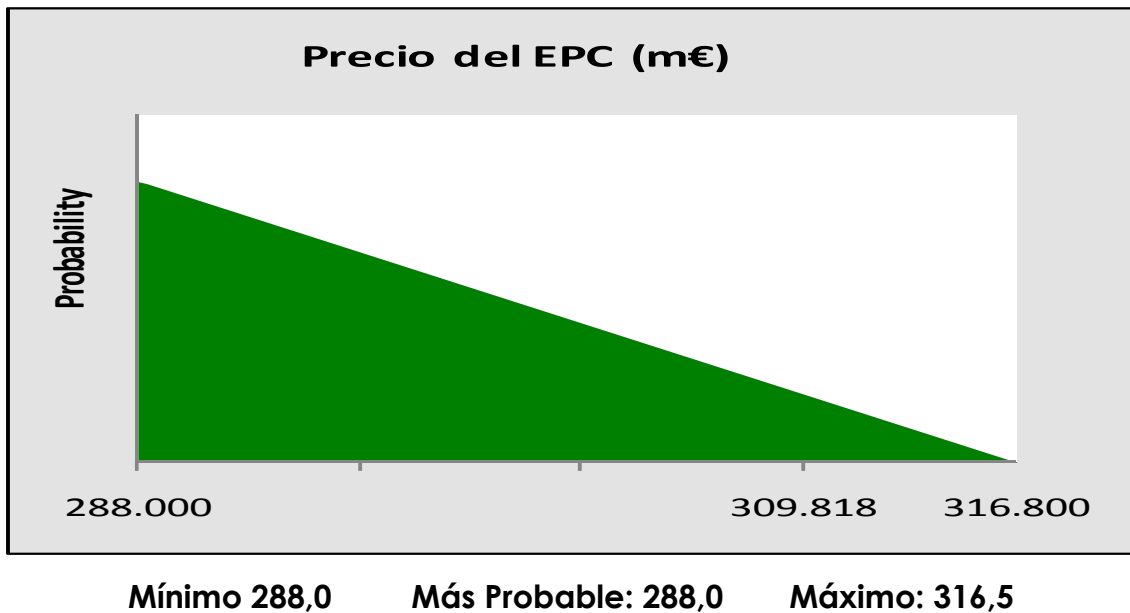
La siguiente hipótesis escogida es el precio del EPC. Aunque por definición se trata de un contrato cerrado en precio y plazo, la realidad demuestra que por diferencias de alcance, órdenes de cambio e imprevistos, siempre acaban teniendo alguna desviación.

Por esa razón hemos asumido una función de distribución de probabilidad triangular, definiendo el precio del EPC dado por el contratista como valor mínimo y más probable (288,0 Mn €) y una desviación máxima del +10% respecto al valor del contrato EPC original.

No se considera un rango inferior al montante del precio del contrato sencillamente porque si la planta se construyera por un precio inferior al pactado en el EPC, los ahorros serían consolidados íntegramente por el contratista, de forma que no se le transferiría nada de ese menor precio al cliente final.

El precio máximo al que como parte del ejercicio de simulación podría irse el contrato EPC es de 336,53 Mn EUR.

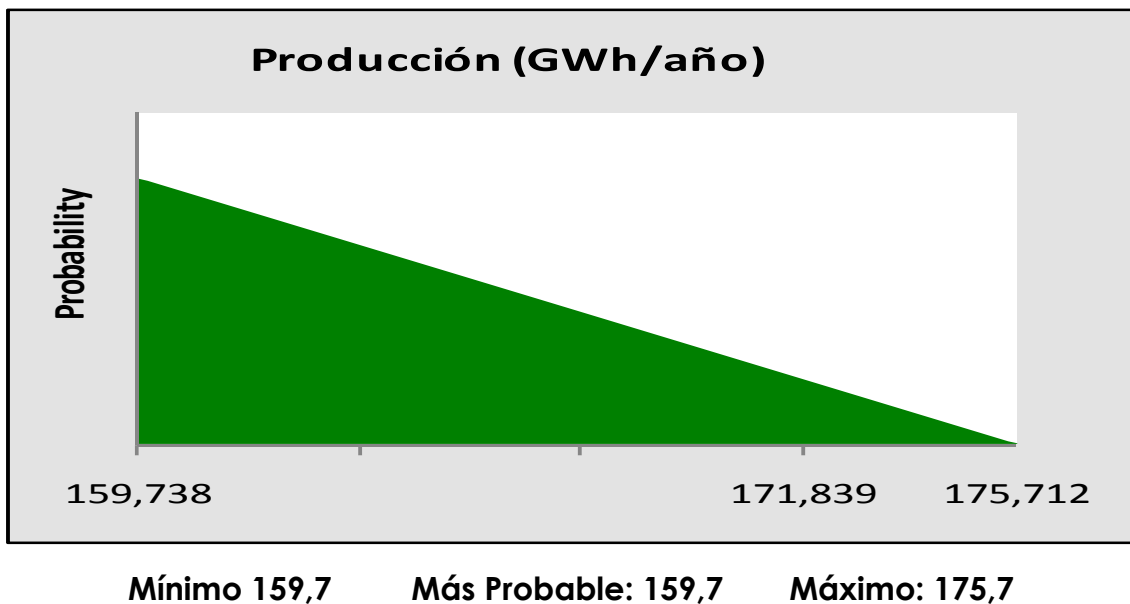
Gráfico VI.46. Hipótesis empleadas en la simulación



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

La siguiente hipótesis escogida es la relativa a la producción eléctrica.

Gráfico VI.47. Hipótesis empleadas en la simulación



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

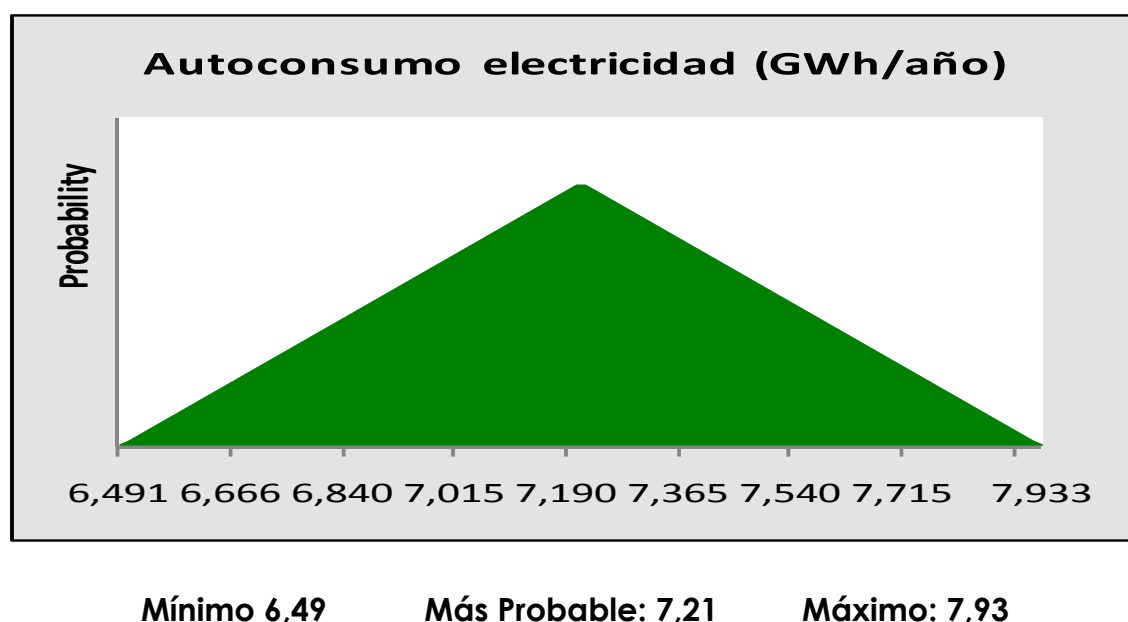
Respecto a la producción eléctrica, no hay que olvidar que el punto de partida es el caso base bancario, en el que se emplea la producción garantizada por el contratista, que generalmente siempre es un valor muy conservador.

Por esta razón asumimos que la producción mínima y más probable es la garantizada en el contrato EPC, pero que existe un margen de mejora del 10% respecto a la producción garantizada.

En el siguiente caso, el autoconsumo eléctrico, se ha escogido una distribución triangular de probabilidad ante la mayor certidumbre técnica para acotarla en su rango máximo y mínimo.

Sin embargo, sí hemos querido analizar su impacto sobre el escenario de TIR ya que es un valor que supone la reducción de la generación bruta de la planta, y por ello, tiene una importancia cuantitativa muy relevante.

Gráfico VI.48. Hipótesis empleadas en la simulación



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

De igual modo, se ha escogido el consumo de gas como otra de las hipótesis a incluir en la simulación, ya que su consumo es el principal gasto operativo del desarrollo termosolar.

En este caso, el conocimiento técnico de los consumos de gas natural sí permite acotar a través de una distribución de probabilidad triangular el rango de variación de esta variable. Su importancia económica, es también muy relevante, ya que su consumo está directamente relacionado con la producción de la planta.

6.2.3 Conclusiones de la comparación de los resultados de los dos planes de negocio

Después de analizar el plan de negocio de la torre central con almacenamiento de sales y compararlo con el plan de negocio de tecnología cilindro parabólica, las conclusiones más relevantes son las siguientes:

1. La tecnología cilindro parabólica arroja a día de hoy rentabilidades significativamente más altas que las mostradas por la tecnología de torre central.
2. Esa diferencia de rentabilidad se explica a la luz de los datos financieros por un exceso de "inversión inicial" en el caso de la torre, que probablemente se deba a las cuantiosas contingencias asumidas por el contratista del EPC como respuesta al hecho de tratarse de una instalación industrial completamente nueva y prototípica.
3. En términos de financiación, no hay grandes diferencias en los planteamientos comparados de los dos planes de negocio, ya que en los dos casos estamos delante de un *project finance* a muy largo plazo (20 años en ambos casos). La única diferencia notable respecto a este extremo es el nivel de apalancamiento, ya que en la planta cilindro parabólica es mas de 700 puntos básicos superior al de torre central en términos medios.
4. Sin embargo, a pesar de que la comparativa financiera a día de hoy desequilibra la balanza hacia la tecnología más madura de cilindro parabólica, los cuellos de botella y duopolios en la cadena de suministro de equipos clave como los espejos curvos y los tubos térmicos, hacen que la tecnología con mayor potencial de reducción de costes futuros sea la de torre central, que no comparte esas limitaciones. Si a lo anterior se le añade la mayor eficiencia térmica del proceso de torre central, todo apunta a que ésta será sin duda la tecnología termosolar del futuro, a pesar de que esta primera fase de despliegue de inversiones termosolares estén gobernadas por la tecnología cilindro parabólica, más madura y con más megavatios instalados, y por tanto, una tecnología más conocida y que exige menos contingencias a la hora de presupuestar su construcción.

Por las razones apuntadas anteriormente, se selecciona la tecnología cilindro parabólica como la base sobre la que aplicar la comparativa

de los planes de negocio en los tres grandes polos “solares” del mundo: sur de Europa, el cinturón solar del suroeste de EEUU y la región MENA.

6.3 Modelización del caso base financiero en un entorno de sistema de tarifas reguladas. El caso de la tecnología cilindro parabólica en España.

En los párrafos siguientes se tratará de identificar cuál o cuáles son los factores de éxito que han provocado un desigual despegue de las energías renovables en distintas partes del mundo, centrando el análisis en el caso termosolar.

Parece evidente que hay una serie de factores que son *conditio sine qua non* para que despeguen las inversiones en proyectos de energías renovables. No por evidentes, queríamos dejar de apuntarlas:

1. Medio físico. Parece lógico pensar que unas condiciones naturales mínimas son exigibles a la zona geográfica objeto del análisis. En el caso que nos ocupa, estamos delante de zonas óptimas o muy satisfactorias desde el punto de vista de la irradiación solar. Está claro que éste será un factor determinante para contestar a la pregunta de por qué hay mucha de una tecnología renovable en una ubicación y muy poca de otra en ese mismo emplazamiento. Seguro que el medio físico es parte de la explicación. Sin embargo, el análisis va más allá de esa primera pregunta retórica, ya que se parte de la base de que las tres zonas del cinturón solar analizado son “óptimas” desde el punto de vista de la disponibilidad del recurso renovable.
2. Capacidad tecnológica. Parece evidente también que los proyectos de energía renovable no pueden surgir de la “nada”, en el sentido de que debe existir una determinada infraestructura mínima de industria base sobre la que las energías renovables puedan apoyarse y despegar a partir de ahí.

Se necesita dicha industria base para entre otras tareas, ser capaz de dar soporte a tecnólogos internacionalmente en la fabricación, montaje y ensamblaje de plantas. De igual forma, una tradición industrial previa facilitaría mucho la disponibilidad de una mano de obra formada y cualificada, capaz de construir y operar con mínimas indicaciones el activo termosolar.

3. Necesidad de infraestructuras de evacuación eléctrica adecuadas y suficientemente distribuidas. Es decir, los proyectos termosolares van a ser nuevos activos de generación que

necesitan conectarse a una red de transporte de la electricidad a nivel regional y/o nacional. La red debería tener la suficiente capilaridad como para que la infraestructura de conexión con la red principal no sea un capítulo exagerado dentro de la inversión global porque de ser así, haría el proyecto poco menos que inviable. No sólo debe ser extensa la red de transporte, sino también de calidad, especialmente si el portafolio de generación energética contiene mucha tecnología no gestionable.

4. Contexto económico y social. Deben darse unos condicionantes sociales por los cuales la estructura económica y social del país o región debe querer y poder soportar el "extra-coste" de las energías renovables. Dicho "coloquialmente", ser "verde" no sale "gratis" y los ciudadanos que van a soportar de forma directa o indirecta el "extra-coste", deben ser conscientes de ello. Eso como primer requisito, y en segundo lugar, debemos estar en entornos geográficos en los que la sociedad se pueda permitir el "lujo" de fomentar las energías renovables.
5. Sistema financiero maduro. Este es a nuestro juicio una de las variables más importantes y a menudo más olvidadas. En el análisis comparativo de las tecnologías termosolares, ya se apuntó que los apalancamientos financieros de estos proyectos se mueven en rangos del 60% al 80%. Es decir, esto quiere decir que aproximadamente 3 de cada 4 euros de inversión, son aportados por una entidad financiera. Y normalmente a plazos tan largos como 20 años. Esto exige tener un sistema financiero que ya haya tenido un proceso "educativo" previo a través del cual entienda el negocio, los riesgos que lo integran y la seguridad en la generación de los flujos de caja.
6. Marco regulatorio y legal. Creación de un marco legal retributivo y normativo a largo plazo que permita a la iniciativa privada la inversión en instalaciones de energías renovables. Para ello es necesaria la existencia de un marco legal estable que garantice un proceso de autorizaciones objetivo, transparente y ágil, que evite, hasta donde sea posible, la discrecionalidad en la concesión de permisos y autorizaciones. Y por supuesto, una estabilidad y seguridad en la remuneración de la inversión acometida a lo largo de su vida útil.

En base a estos criterios haremos la comparación de los distintos planes de negocio de la tecnología termosolar, hasta identificar aquellos factores clave que mejor expliquen el despegue de las inversiones en una parte del mundo versus su estancamiento en otras.

6.3.1 Ventajas y desventajas del sistema tarifario: lecciones aprendidas

No se trata de volver a describir cual es el funcionamiento del sistema tarifario en España, puesto que ya se ha profundizado en la legislación en el Capítulo V.

Sin embargo, sí merece la pena apuntar que en un sistema de tarifas, el esfuerzo de apoyo desde el punto de vista retributivo descansa íntegramente en el sector público. Es la Administración Pública quien establece las cuantías de las primas para tratar de atraer la inversión privada. De igual forma es la Administración la que marca cuales son los requisitos a cumplir para ser elegible y optar a esos derechos económicos.

Una vez especificado lo anterior, sí parece importante extraer conclusiones acerca de cuáles han sido las principales lecciones aprendidas del uso de los sistemas de tarifas como mecanismo de apoyo a las renovables.

- a. Es necesario analizar el potencial de cada tecnología y diseñar un plan de desarrollo adecuado para las capacidades y necesidades de la misma. La legislación española por ejemplo, identifica sólo grandes “grupos de tecnologías de generación”, lo que hace que en el campo solar sólo se discrimine lo fotovoltaico de lo termosolar, sin ahondar ni distinguir más tecnologías dentro de la termosolar que por su “neo-natalidad” interese desarrollar adicionalmente. España es un ejemplo de ello, en el que hay aproximadamente unos 2.350 MW de termosolar ejecutados o en ejecución, y sólo hay 3 plantas industriales de torre central, y ninguna de escala industrial para Fresnel y Stirling, lo cual deja todo el esfuerzo inversor en manos de la tecnología más madura, la cilindro parabólica.
- b. El marco regulatorio y retributivo debe ser transparente, objetivo y estable para que el apoyo público se traduzca en “inversiones” a largo plazo. Por muy atractiva que sea la tarifa, si ésta es percibida por la comunidad inversora como “arbitraria”, o “cambiante”, de nada servirá para atraer el capital privado.
- c. El procedimiento de autorizaciones debe ser homogéneo, transparente, ágil y, en la medida de lo posible, reglado, evitando procedimientos discrecionales. En el caso español, sería deseable además un esfuerzo serio de

homogenización territorial: carece total y absolutamente de sentido que los requisitos administrativos de una planta termosolar en Andalucía sean muy diferentes de los requisitos exigidos por Extremadura (región esta última en la que se implantó un eficiente sistema de “ventanilla única” para los proyectos de energías renovables).

- d. El sistema de primas (*feed-in tariff*) ha demostrado ser hasta la fecha un buen motor para el desarrollo de las renovables, pero hay que ser cauto al hacer esta afirmación porque el éxito del caso español creemos que no puede ser enteramente atribuible sólo a este factor.
- e. Es esencial el diseño de un modelo retributivo adecuado en términos de rentabilidad para el inversor privado y de estabilidad a medio y largo plazo, pero es difícil ante un entorno energético y económico incierto. Para ello se desarrollan dos alternativas (intercambiables) entre las que los inversores deben optar anualmente:
 - i. Tarifa fija: generalmente una remuneración inferior a la del mercado (prima más precio del *pool* eléctrico) pero a cambio se obtiene una significativa mayor seguridad. La volatilidad de la remuneración en este caso es nula e independiente de la volatilidad del precio de mercado de la electricidad (precio del “*pool*” eléctrico).
 - ii. Precio variable más prima. El precio lo marca el *pool* eléctrico, por lo que la remuneración total del megavatio renovable no es conocida y está por tanto sujeta a las volatilidades del mercado en ese tramo. La parte de la prima sí es fija y se establece para cada grupo de tecnologías.
- f. El modelo retributivo debe ser coherente con los principios básicos del sistema eléctrico. Debería darse prioridad a aquellas tecnologías que mejor contribuyan a construir un sistema más eficiente y sostenible técnica y económicamente, prestando atención a los siguientes principios rectores:
 - i. Seguridad y “gestionabilidad” (planificación)
 - ii. Calidad (regulación)
 - iii. Precio (competencia)

El marco normativo español no distingue la tecnología solar que es gestionable (con almacenamiento térmico) de la que no lo es (sin almacenamiento), lo cual va en contra de la propia “gestionabilidad” del portafolio de generación.

- g. El desarrollo de las energías renovables necesita una red eléctrica distribuida, fuerte, interconectada, inteligente y con mucha capilaridad para hacer “aprovechable” la mayor cantidad posible de ubicaciones físicas en el medio rural.
- h. El acceso a la red eléctrica debe basarse en criterios homogéneos, objetivos, y predefinidos. Se debe evitar la reserva especulativa de capacidad de conexión a red, evitando así una sobredemanda de puntos de conexión para proyectos cuyo futuro es incierto.
- i. Intentar resolver otro tipo de problemas (por ejemplo ambientales) mediante la tarifa eléctrica puede ser contraproducente (tal es el caso por ejemplo de los purines y otros derivados animales, cuya naturaleza es más un problema medioambiental que un problema energético).
- j. El actual sistema de tarifas fija unos objetivos de capacidad instalada “nominales”. Todos los agentes de mercado, incluida la Administración, son conscientes de que dichos objetivos serán superados con creces²⁰³. Para tratar de limitar el “efecto llamada”, la Administración ha tratado de limitar ese crecimiento estableciendo plazos ajustados (el caso del RD 661/2007) o con sistemas de pre-registro (el caso del RDL 6/2009). Ambos son ejemplos recientes de cómo no hay que regular un sector como el termosolar. Tendría mucho más sentido antes de que el promotor incurra en gastos significativos, confirmarle por anticipado cuales serían los derechos económicos a los que tendría derecho. El actual sistema de “pre-registro” ha tenido en realidad el efecto contrario al pretendido: al exigir madurez del proceso administrativo en lugar de atender al avance físico real de la construcción del proyecto, ha dado carta de viabilidad a proyectos de corte meramente especulativo y por el contrario, ha puesto en riesgo proyectos que hubieran prosperado por contar con todos los medios técnicos y financieros para ello.

²⁰³ Basta como botón de muestra el caso fotovoltaico que acabó con la anterior regulación con nueve veces la capacidad teórica fijada como objetivo.

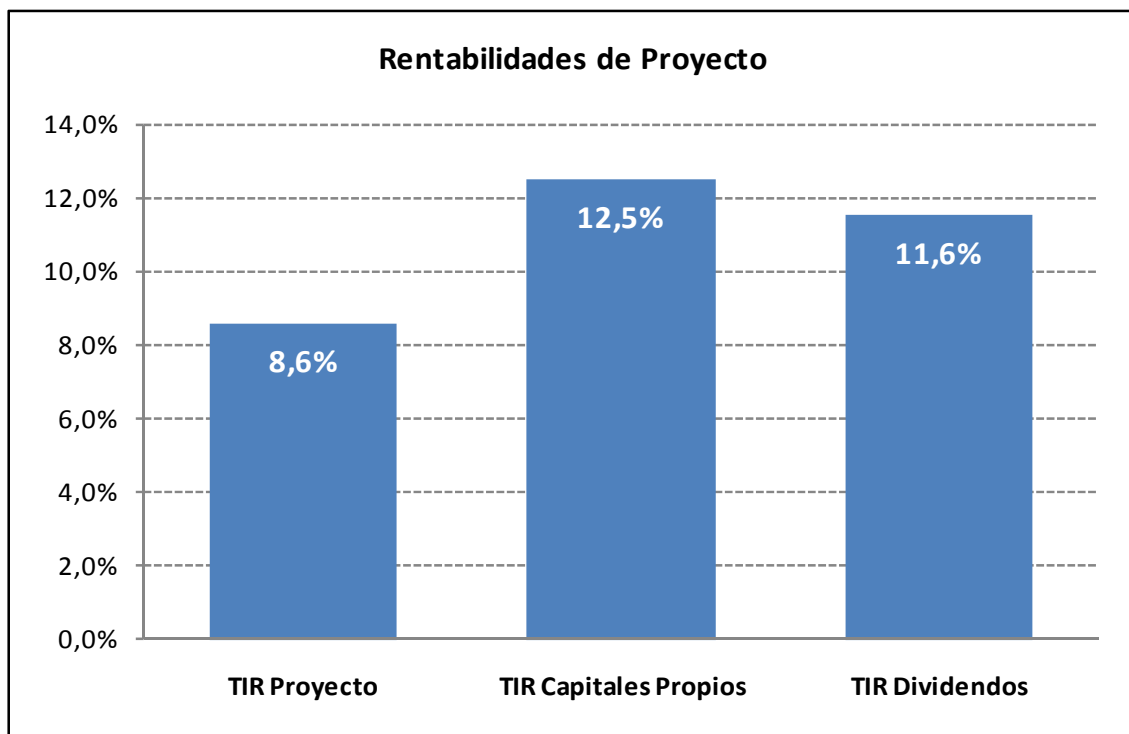
Todas estas son lecciones aprendidas a lo largo de dos décadas en los que se ha implantado en algunos países del Sur y Norte de Europa un sistema de tarifas que sin duda ha tenido unas enormes ventajas (Europa ha sido líder en fotovoltaica, en eólica y ahora lo es en termosolar), pero que ha generado en ocasiones incentivos a la inversión tremendamente nocivos para el sistema y para los retornos del propio capital privado.

6.3.2 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de tarifas.

En la comparación del plan de negocio de torre central con el plan de la tecnología cilindro parabólica se han enunciado las principales características en términos de rentabilidad y "financiabilidad" de un proyecto de inversión de esta naturaleza.

Reproducimos a continuación las rentabilidades del proyecto medio tomando como referencia los valores técnicos del proyecto "Valle I".

Gráfico VI.51. Rentabilidades (TIR) del Proyecto, de los Capitales Propios y Dividendos

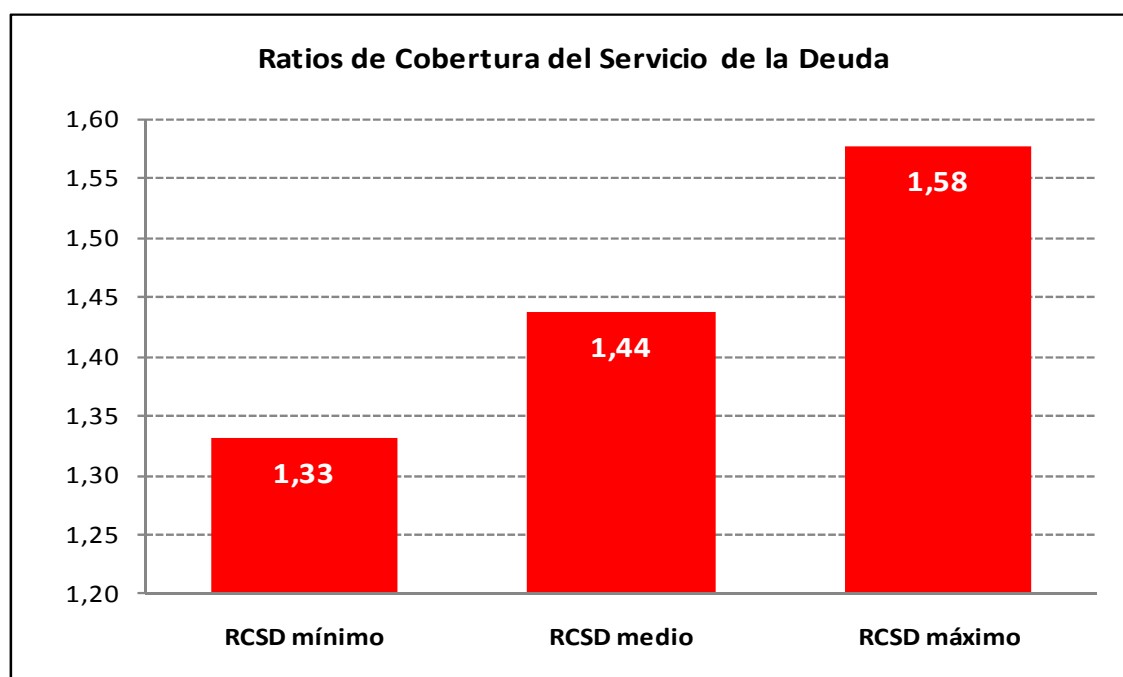


Fuente: Elaboración propia

Estas rentabilidades especificadas están considerando los valores contractuales garantizados, y a pesar de ello, están muy cercanas a las rentabilidades de dos dígitos desde la óptica del accionista.

La “financiabilidad” del proyecto también está garantizada por el hecho de alcanzar un ratio de cobertura del servicio de la deuda medio igual a 1,44x, es decir, superior al límite mínimo exigido por las entidades financieras (1,2x).

Grafico VI.52. Ratios de cobertura del proyecto termosolar



Fuente: Elaboración propia.

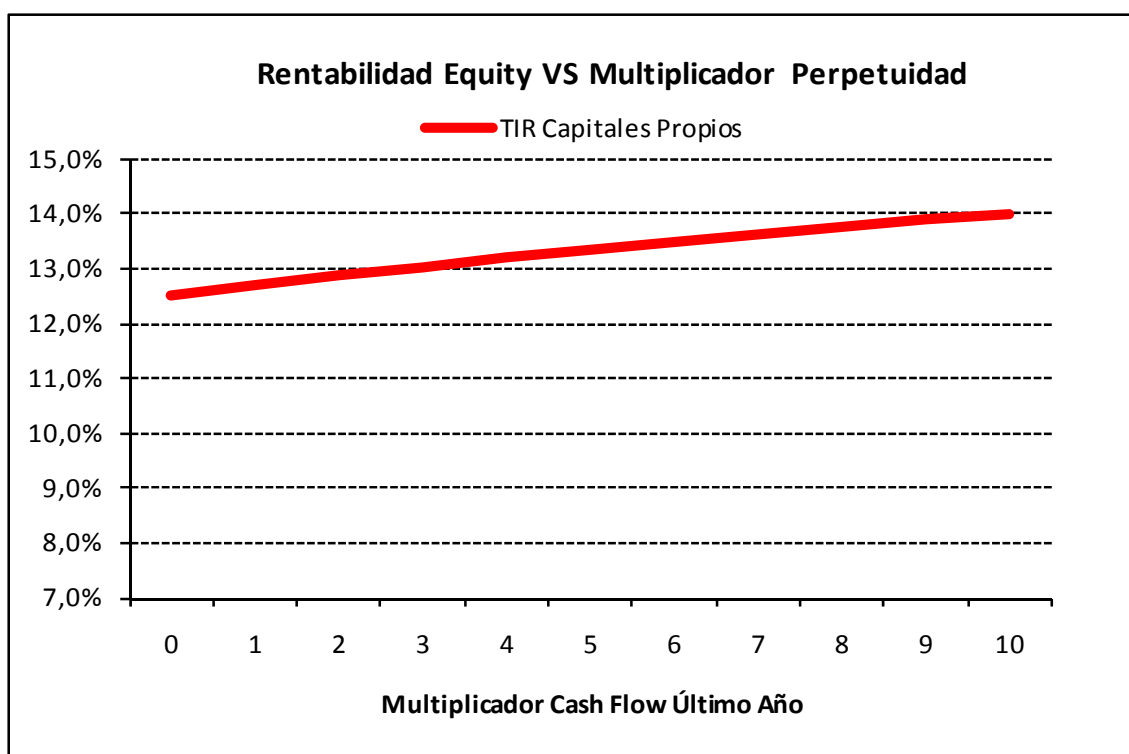
Recopilando por tanto datos de planes de negocio ya explicitados debidamente en apartados anteriores, se llega a las siguientes conclusiones:

- Éstas son inversiones cuyos retornos para el accionista se mueven en el entorno del 12%, lo que compara excepcionalmente bien con otras alternativas de inversión en términos absolutos.
- Los riesgos tal y como hemos explicado profusamente en el capítulo de tecnología y regulación, son riesgos “técnicos” y “legales / regulatorios” fundamentalmente, pero cuya mitigación se acentúa conforme se van construyendo más activos de la misma tecnología. Las economías de escala sirven como claros mitigadores de riesgo técnico.

- Se trata además de inversiones poco o nada vinculadas con el entorno económico, de forma que la situación general macroeconómica de una región o país no condiciona en absoluto el retorno del proyecto salvo en escenarios absolutamente catastróficos en los que se ponga en duda la solvencia del Estado como garante último del pago de la tarifa.
- El marco normativo hace muy financiables este tipo de proyectos termosolares, no sólo por la “generosidad” de la tarifa, sino por la eliminación del riesgo de la demanda. El marco tarifario más comúnmente establecido en Europa, y España es un ejemplo de ello, obliga al sistema eléctrico a comprar toda la producción del activo de generación renovable, independientemente de su cuantía. Dicho de otro modo, el marco normativo español garantiza para las plantas termosolares que la producción de sus próximos 25 años está “vendida por ley”, lo cual sin lugar a dudas confiere al perfil de caja del proyecto una previsibilidad de difícil comparación en el campo industrial, incluso superior al perfil financiero de muchos proyectos de infraestructuras.
- El inversor en el caso termosolar ha creído firmemente en la estabilidad de los derechos económicos asignados a las termosolares, lo que unido a la eliminación del riesgo demanda y a un adecuado retorno, dibuja un escenario en el que sólo se debe preocupar por el hecho de que su activo esté debidamente operado. Para ello, cierra contractualmente unos mínimos rendimientos garantizados tanto en los contratos de EPC como en los de “Operación & Mantenimiento”. El riesgo es principalmente técnico, y cuantas más plantas se construyan de ese tipo, menor es la probabilidad de encontrar sorpresas negativas por el lado de la generación de caja.
- Lo anterior explica ciertamente el interés del accionista en los activos termosolares, pero no justifica en sí la inversión, ya que el inversor de media sólo compromete 2,3€ de cada 10€ necesarios. Es necesario por tanto, como ocurre en España con los proyectos termosolares, que el sistema bancario y financiero también “crea” en el activo termosolar, acepte a través del sistema de tarifas los mitigantes de riesgo (alta remuneración y eliminación del riesgo de demanda) y comprenda los plazos (20 años de plazo para comprometer el “fondeo” (*funding*) de una entidad financiera es un plazo realmente extenso).

- En el caso español, el sistema financiero ha pasado ya por un proceso educativo muy pronunciado, ya que lleva financiando activos de renovables desde la década de los ochenta. Está dispuesta a asumir el riesgo “tarifa” como riesgo “país” una vez que el proyecto deja de tener recurso al accionista y cree que dado lo anterior, el larguísimo plazo contemplado de dos décadas es algo perfectamente asumible.
- Los planes de negocio “tipo” en el campo termosolar bajo el sistema de tarifas son adicionalmente conservadores, ya que normalmente sólo contemplan la vida útil del activo mientras exista garantía de tarifa, sin que se consideren típicamente otras potenciales fuentes de generación de caja una vez haya expirado el periodo durante el cual uno tiene derecho a esa generosa tarifa. Dicho de otro modo, los planes de negocio no contemplan ningún tipo de valor residual para el activo, y la experiencia demuestra que este ejercicio de conservadurismo no es realista.

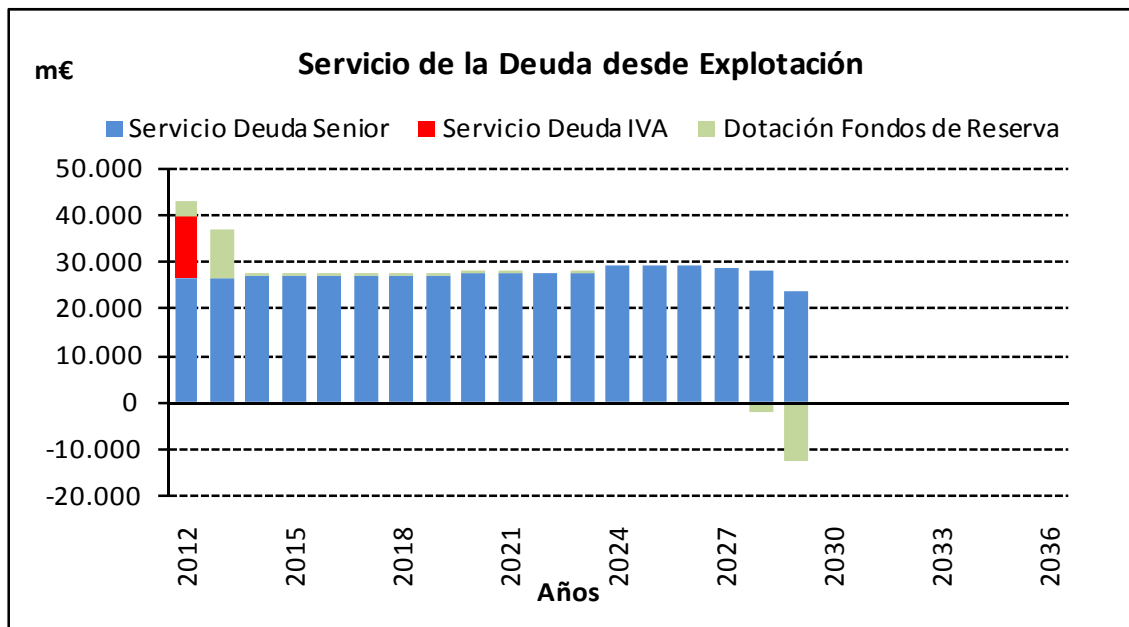
Grafico VI.53. Sensibilidad de la TIR a la inclusión del valor residual



Fuente: Elaboración propia.

- La estabilidad y previsibilidad de los flujos de caja bajo un sistema tarifario convierte los proyectos termosolares en un “proxy” al “Bono del Estado” español a largo plazo²⁰⁴. Es un “proxy” primero porque en el fondo en ambas alternativas el garante último es el “Reino de España”. En segundo lugar, por la enorme recurrencia, regularidad, estabilidad y previsibilidad de los flujos de caja bajo el esquema tarifario. Esto es especialmente perceptible si atendemos a la evolución del servicio de la deuda en el plan de negocio dibujado a tal efecto.

Grafico VI.54. Evolución del Servicio de la Deuda



Fuente: Elaboración propia.

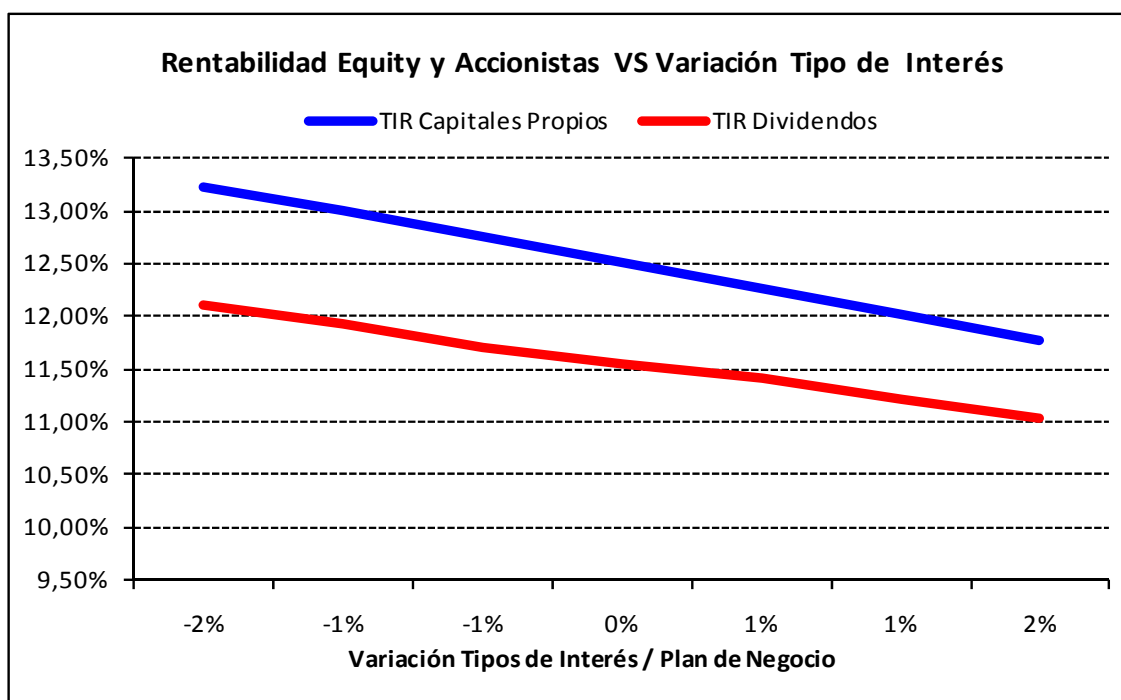
- A pesar de los altos apalancamientos alcanzados en los proyectos termosolares, la variación de las rentabilidades ante fluctuaciones en los tipos de interés no es extraordinariamente elevada.

²⁰⁴ A pesar de esta afirmación, se rechaza frontalmente la idea de que una inversión como ésta pudiera ser “comercializada” como similar a un instrumento de Deuda Pública. En el caso de las inversiones termosolares como hemos apuntado en numerosas ocasiones, hay muchos más riesgos que en la adquisición de un Bono del Estado. Por esa razón, la afirmación de que es un “proxy” sólo pretende señalar que en el caso de que todos esos riesgos no se materialicen, al final de la vida útil del activo, su evolución financiera habría sido similar a la de un activo de Deuda Pública a largo plazo.

En realidad, en los contratos de financiación lo que ocurre es que las entidades financieras obligan a los promotores a la contratación de derivados sobre los tipos de interés, generalmente para convertir la parte variable del tipo de interés (el EURIBOR en los planes de negocio en España) en un tipo fijo.

Generalmente, el producto empleado a tal efecto es un *interest rate swap*²⁰⁵ (IRS). Esta cobertura de tipos de interés no se suele contratar por el 100% del nominal del préstamo, sino por un porcentaje inferior con el fin de que el accionista tenga la posibilidad de realizar amortizaciones parciales anticipadas del préstamo si la evolución del plan de negocio así lo permite.

Grafico VI.55. Sensibilidad de las rentabilidades frente a la evolución de los tipos de interés



Fuente: Elaboración propia.

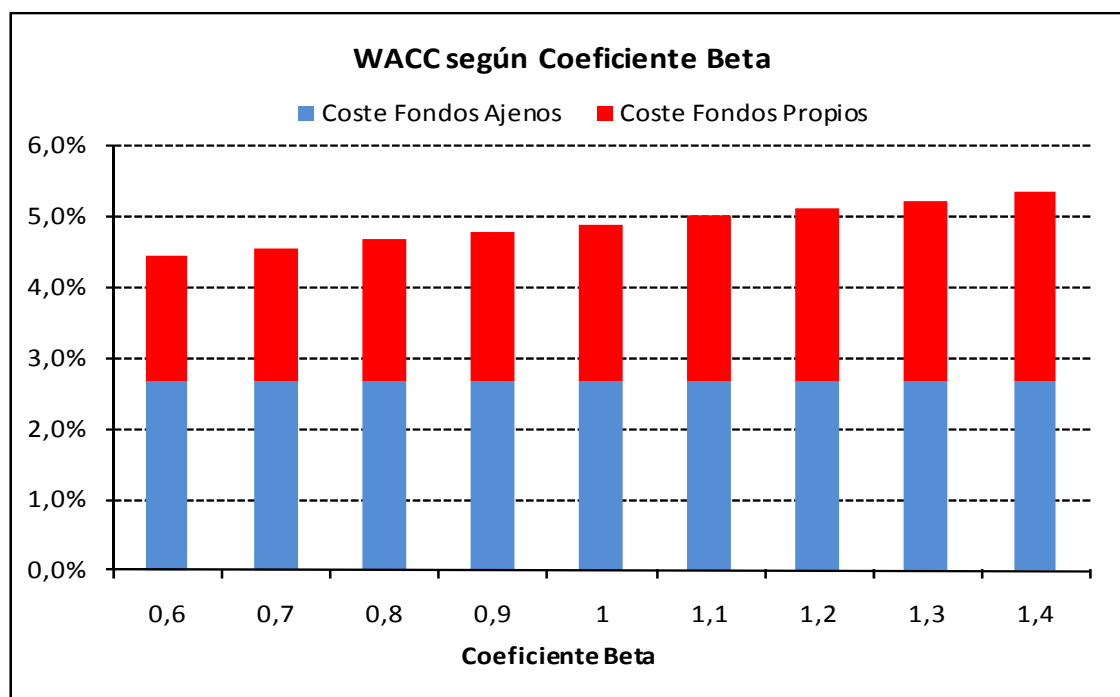
- Tal y como hemos señalado en apartados anteriores, los dos riesgos principales que se han identificado en un proyecto termosolar son el riesgo tarifario (la posibilidad de que el Estado decida a través de algún mecanismo directo –revisión de la tarifa a través de su poder legislativo- o indirecto –por ejemplo la

²⁰⁵ Un Interest Rate Swap es un contrato por el cual dos partes se comprometen a intercambiar una serie de cantidades de dinero en fechas futuras. Normalmente los intercambios de dinero futuros están referenciados a tipos de interés, llamándose IRS (Interest Rate Swap). Un swap se considera un instrumento derivado.

imposición de una “tasa verde” sobre los beneficios de los proyectos termosolares-) y el riesgo técnico. Este segundo tiene que ver con la probabilidad de que por alguna razón técnica el plan de negocio no genere los flujos de caja esperados en el “caso base”. Esa razón técnica puede encontrarse en una mayor inversión inicial (por ejemplo por una mala estimación de la obra civil), en un mayor gasto de operación y mantenimiento (por ejemplo, por una ubicación de la planta termosolar en entornos rurales de mucha labranza, que generan mucho polvo en suspensión, lo que obliga a redoblar la limpieza) o simplemente en una producción menor de la esperada por haber subestimado alguna variable técnica, bien externa o bien dentro del propio flujo termodinámico de la planta.

Financieramente, si se tratara de un riesgo técnico permanente, es decir, de un riesgo que afectara al proyecto termosolar durante toda su vida, eso querría decir que una vez identificado, habría que incorporarlo al modelo de negocio. Al tratarse de un riesgo “estructural” del negocio y no coyuntural que afectara a unos ejercicios económicos concretos, el lugar para su reflejo sería la tasa de descuento, el coste de capital o WACC (*weighted average cost of capital*).

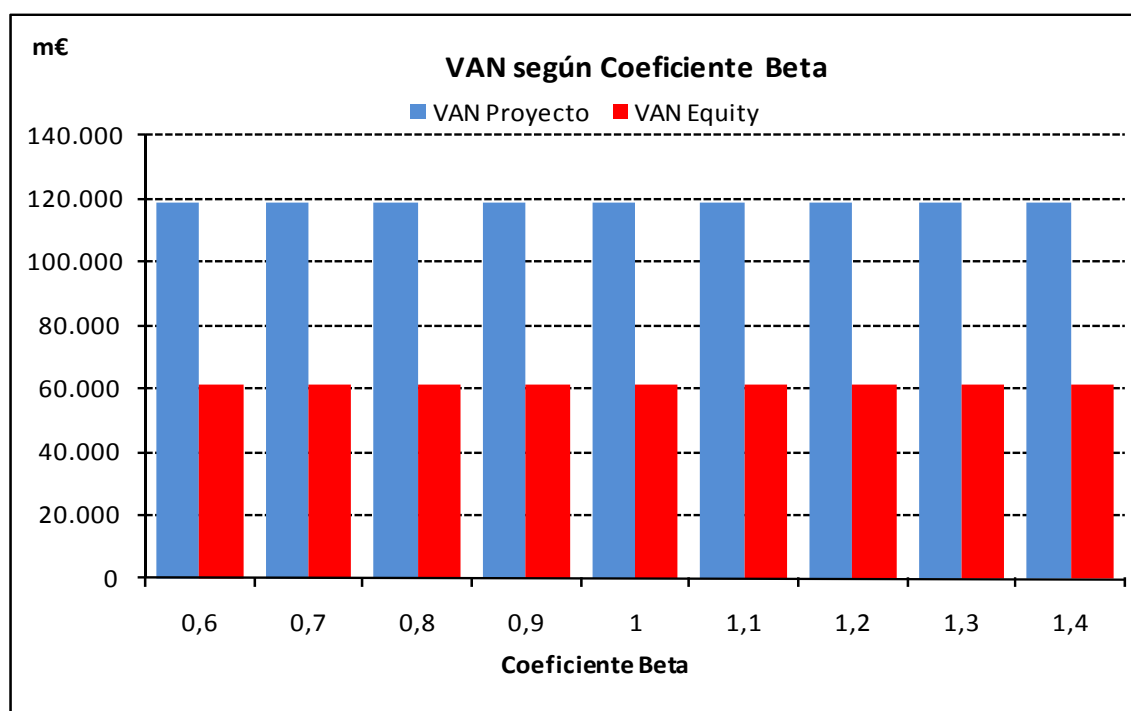
Grafico VI.56. WACC según riesgo del proyecto incorporado en la beta



Fuente: Elaboración propia.

De tal forma que si incorporamos el riesgo técnico en el coste de capital, el incremento de riqueza que experimente el accionista estará íntimamente relacionado con el perfil de riesgo técnico del proyecto. El riesgo tarifario en este sentido no sería específico de un proyecto, sino común a todo el sector, mientras que el técnico sí sería un riesgo mucho más identificado y circunscrito a un proyecto determinado. Esto se puede apreciar en la comparación de los planes de negocio de una planta termosolar de torre central frente a una cilindro parabólica. Como se apuntó en apartados anteriores, es el propio riesgo técnico el que lleva al contratista del EPC a “contingenciar” muy por encima en una planta de torre de lo que lo haría en una planta cilindro parabólica.

Grafico VI.57. Valor actual neto según el riesgo del proyecto incorporado en el coeficiente beta



Fuente: Elaboración propia.

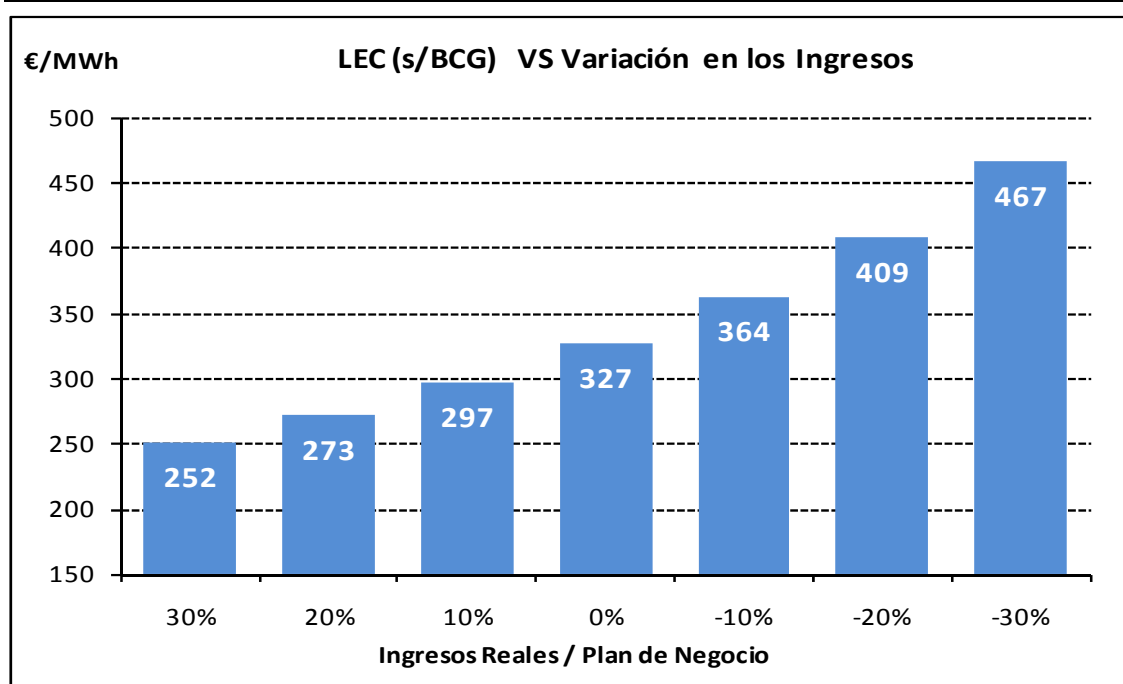
- Al final todos estos condicionantes y factores específicos del plan de negocio termosolar cilindro parabólico deben traducirse en algún factor que sea realmente comparable con planes de negocio en otras ubicaciones geográficas. Este factor de comparación es sin duda el LEC²⁰⁶ (*Levelized Energy Cost*). Es

²⁰⁶ Levelised Energy Cost (también llamado Levelised Cost Of Energy o LCOE) es el cálculo es el coste de la generación de electricidad para un determinado sistema. Se trata de un cálculo económico del coste de generación de cada Kwh incluyendo

además la referencia más común en el mundo de la energía a la hora de hacer comparaciones entre distintas alternativas de generación. Se ha tomado como referencia a la hora de establecer comparaciones el LEC calculado según el método de cálculo de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

Este criterio de LEC tiene en cuenta los costes de la inversión y también los costes de la financiación para llegar a producir un coste de electricidad como base de comparación. Es decir, se trata de preguntarse cuánto es el coste del megavatio producido por el plan de negocio termosolar dado un entorno geográfico concreto y unas determinadas circunstancias de inversión y financiación.

Grafico VI.58. Sensibilidad de las rentabilidades a la evolución de los planes de negocio



Fuente: Elaboración propia.

Se ha calculado en el caso anterior el LEC para el proyecto cilindro parabólico bajo un entorno tarifario como el español y realizando un análisis de sensibilidad a la posible evolución futura de los ingresos del plan de negocio. Se he escogido la evolución de los ingresos como variable sobre la que aplicar el análisis de sensibilidad con el fin de apreciar la importancia de la estabilidad del régimen retributivo.

todos los costes del sistema de generación durante toda su vida: inversión inicial, gasto de operación y mantenimiento, coste de la materia prima y el coste del capital.

6.3.3 Conclusiones del análisis de los planes de negocio en un entorno de tarifas reguladas.

En apartados anteriores se han desglosado las distintas características del plan de negocio de una central termosolar cilindro parabólica bajo un sistema tarifario como el español. Se trata por tanto a continuación de hacer una recopilación de los factores diferenciales que mejor explican las razones por las cuales se ha producido en el mercado español una masiva afluencia de capital privado hacia estas inversiones, hasta el punto de que cómo hemos señalado en la introducción de esta tesis, el 50% de las inversiones termosolares en el mundo actualmente se concentran en España.

Si atendemos a la variable “medio físico”, España es una privilegiada dentro de Europa, ya que concentra junto con Italia, Grecia y Portugal los mayores niveles de irradiación directa de Europa. Sin embargo, si realizamos una comparación de los niveles de irradiación normal directa (DNI²⁰⁷ en sus siglas inglesas), resulta que los niveles de irradiación son en España del orden de un 20%-30% inferior a las mejores ubicaciones en Oriente Medio, Norte de África y el cinturón solar de EEUU. Por consiguiente, no es la variable del medio físico, de disponibilidad del recurso solar la clave que mejor puede explicar el enorme diferencial de atracción de las inversiones.

Otro de los factores que se han apuntado como potencialmente diferenciales entre distintas zonas geográficas es el de la “capacidad tecnológica”. Con esto nos estamos refiriendo a la disponibilidad de los recursos tecnológicos suficientes como para acometer la inversión en circunstancias de riesgo controlado.

En la comparación de los planes de negocio de distintas ubicaciones geográficas, habría que distinguir la situación en general de Europa y EEUU de la de la región MENA. En esta última región, generalmente hablamos en su mayoría de países en vías de desarrollo, cuya industria base está poco desarrollada. Por esta razón, en esa comparativa no se da una situación entre iguales. Claramente la región MENA parte con una enorme desventaja respecto a Europa y EEUU. Dicho lo cual, hay que señalar que en esta economía internacional tan globalizada, eso no es impedimento para poder importar los servicios y suministros del

²⁰⁷ El estudio de la radiación solar es un proceso clave para el aprovechamiento de la energía solar. En la mayoría de los casos, sin embargo, la disponibilidad de información es insuficiente y desactualizada. Adicionalmente, la información obtenida a partir de estaciones de medición en superficie no permite la observación de los aspectos microclimáticos de la radiación solar.

exterior, al ser en la mayor parte de los casos, contratistas y proveedores de equipos con un perfil marcadamente internacional.

En la comparación EEUU frente a Europa, llama la atención que sea Europa la región más avanzada tecnológicamente. En capítulos anteriores, especialmente el Capítulo III referido a la tecnología se ha tratado siempre de hacer un análisis de la génesis de las distintas tecnologías solares, apuntando cuales fueron las primeras plantas industriales construidas para cada tecnología. Y no era ese apunte fruto de la casualidad.

En el caso de la tecnología de torre central, el primer proyecto industrial de torre con almacenamiento de sales fue como hemos apuntado la planta *Solar Two*²⁰⁸, desarrollo realizado en EEUU e íntegramente financiado por el *Department of Energy (DOE)* norteamericano. En dicho proyecto participaron fundamentalmente contratistas norteamericanos como *Rocketdyne*²⁰⁹, *Sandia Labs*²¹⁰, o *Bechtel Corporation*²¹¹.

En el caso de la tecnología cilindro parabólica, tal y como hemos señalado los primeros proyectos solares estaban ubicados en California, y fueron las plantas SEGS, cuyo principal promotor fue la empresa israelí *Luz Technologies*, con una fuerte implantación en EEUU y que debido a las dificultades financieras experimentadas, acabó quebrando.

²⁰⁸ Las compañías que oficialmente participaron en el proyecto *Solar Two* fueron: *Arizona Public Service Company, Bechtel Corporation, California Energy Commission, Electric Power Research Institute, Idaho Power Company Boise, Los Angeles Department of Water and Power, PacifiCorp, Sacramento Municipal Utility, Salt River Project, Southern California Edison Company, ABB Lummus, Chilean Nitrate, Gould Pumps, General Process Controls, Pitt-Des Moines, Raychem Corporation, Rocketdyne Division of Boeing, North American California Government Partners, U.S. Department of Energy, Sandia National Laboratories, National Renewable Energy.*

²⁰⁹ *Rocketdyne Division of Boeing North American.* Para más información, visitar la página web: <http://www.boeing.com/history/bna/rocketdyne.htm>

²¹⁰ Para más información, visitar la página web: <http://www.sandia.gov/>. El Laboratorio Nacional de Sandia (del inglés *Sandia National Laboratories*) es un laboratorio que es administrado y operado por la Corporación de Sandia (una filial de la *Lockheed Martin Corporation*) y uno de los mejores Departamentos de Energía de los Estados Unidos de investigación y desarrollo de laboratorios nacionales con dos localizaciones, una en Albuquerque (Nuevo México) y otra en Livermore (California). Su principal misión es el desarrollo de ingeniería, y la prueba de componentes no nucleares de armas atómicas. Su principal campo se encuentra en la Base Aérea de la Fuerza Aérea de Kirtland. Sandia es un laboratorio de la Administración Nacional de Seguridad Nuclear.

²¹¹ Para más información, visitar la página web: <http://www.bechtel.com/>.

Por lo anterior, uno puede concluir de forma lógica que en la década de los ochenta claramente el conocimiento tecnológico termosolar se encontraba mucho más en EEUU que en ninguna otra parte del mundo.

Sin embargo, en el momento actual, si se analiza cuales son las empresas que están construyendo o fabricando suministros para las plantas termosolares, y excluimos aquellos jugadores que a día de hoy sólo tienen desarrollos en fases extraordinariamente inmaduras, encontramos con que la enorme mayoría de ellos se encuentran dentro de las fronteras de la Unión Europea.

Tabla VI.10. Principales jugadores de la industria termosolar.

Suministro	Empresa	Nacionalidad
Espejos	Flabeg	UE
	Rioglass	UE
	Saint Gobain	UE
Tubos	Soleil (*)	UE
	Schott	UE
Receptor central	Sener, Abengoa	UE
	Rocketdyne	EEUU
Almacenamiento de Sales	Sener	UE
	ACS/Cobra	UE
Sales	Varios	Latinoamérica
Ingeniería / EPCs	Sener	UE
	Abengoa	UE
	Iberinco	UE
	Acciona	UE
	ACS/Cobra	UE
	Sener	UE
Promotores	Abengoa	UE
	Iberdrola	UE
	Florida Power Light	EEUU
	Acciona	UE
	ACS/Cobra	UE
	Fotowatio	UE
	Solargenix (*)	UE

(*) Originalmente no se trataba de una empresa europea pero ha sido adquirida recientemente por una empresa de la UE.

Fuente: Elaboración propia

Si a esto le añadimos quién ha hecho los últimos desarrollos solares en suelo norteamericano, volvemos a encontrar nombres europeos. Tal es el caso del proyecto *Nevada Solar One*, hoy propiedad de Acciona.

Si atendemos al avance tecnológico de los proyectos, la realidad vuelve a apuntar hacia Europa: en cilindro parabólico, el proyecto más moderno es el de ANDASOL I, construido por Sener y ACS y cuya propiedad es 100% de ACS. En torre central, el estado del arte en tecnología es el proyecto GEMASOLAR, construido por Sener y ACS y propiedad 100% de Torresol Energy Investments, S.A., compañía cuyo socio mayoritario al 60% es Sener.

Es decir, la realidad de la tecnología termosolar podría ser resumida en una frase muy sencilla: EEUU lo empezó, y Europa claramente lo continuó hasta el día de hoy en el que claramente ostenta el liderazgo tecnológico. EEUU se dejó llevar por una fe en las renovables tremendamente cortoplacista,²¹² mientras que Europa supo ver en su desarrollo una vía estratégica de crecimiento futuro²¹³.

Otra de las necesidades claves para el desarrollo de las renovables en general y de lo termosolar en particular, es la disponibilidad de una "infraestructura de evacuación eléctrica adecuada y suficientemente distribuida". Adicionalmente, también se requiere un gestor de red lo suficientemente bueno como para poder digerir la poco gestionable carga de generación de las renovables.

En ese sentido, la región MENA se encuentra de nuevo un paso atrás respecto a EEUU y Europa, ya que su red de transporte de la electricidad es insuficiente y en muchas ocasiones, en un estado absolutamente precario atendiendo a su conservación y mantenimiento.

El modelo de infraestructura de red en EEUU y Europa es claramente muy diferente. Atendiendo a la generalidad, se puede decir que la

²¹² La crisis del petróleo de 1973 desencadenó una obsesión por encontrar alternativas a los combustibles fósiles como el petróleo, pero la obsesión duró mientras se mantuvo un precio del petróleo caro. Una vez "relajado" el coste del barril, se dejó de creer en las energías renovables.

²¹³ También es cierto que la necesidad de Europa es muy superior a la de EEUU en lo que a su dependencia energética se refiere, ya que Europa apenas tiene yacimientos de combustibles fósiles, y su dependencia es total de suministros fósiles externos. Los cortes de suministro de gas de Rusia por la disputa entre Ucrania y Rusia experimentados durante 2008 y 2009 no han hecho nada más que acentuar la sensación de tener que desarrollar fuentes de generación de energía propias, hasta alcanzar niveles adecuados de autoabastecimiento. Actualmente se estima que más de un 50% de la energía consumida en la UE es importada.

infraestructura en EEUU descansa mucho en la iniciativa privada, mientras que en Europa es más un “servicio público”. Especialmente notable es el caso de la empresa española que tiene asignado normativamente el monopolio de la red de transporte, Red Eléctrica de España (REE), ya que es un ejemplo de gestión moderna de una red de transporte. En este sentido, España presenta una ventaja notable respecto a otras ubicaciones geográficas ya que dispone de una infraestructura muy planificada, magníficamente gestionada y preparada para la incorporación al portafolio de generación eléctrica de un gran número de megavatios de origen renovable²¹⁴.

Por otra parte, ya apuntábamos que para que se produjera un despegue de las energías renovables era necesario un determinado “contexto económico y social” proclive a ello. Es decir, incorporar de forma significativa en el portafolio de generación energética un porcentaje relevante de energías renovables tiene claramente un coste para el consumidor final, quien deberá pagar más por el recibo de luz, al menos a corto y medio plazo. Por ello, debe tener un nivel de concienciación elevado sobre el desarrollo sostenible de la sociedad como para estar dispuesto a soportar ese extra-coste. Y no sólo debe estar dispuesto, sino que tiene que poder “permitírselo”. No hay duda de que las energías renovables son a corto plazo más caras,²¹⁵ por lo que para algunas economías, son poco menos que un producto de “lujo”. Así ocurre para muchos de los países incluidos dentro de la región MENA.

El ciudadano europeo parece estar más claramente concienciado que el norteamericano, que históricamente ha disfrutado de los combustibles fósiles y en general, de un precio de la energía, significativamente más barato. Ciertamente es que cada vez hay una mayor

²¹⁴ Tan es así, que durante algunos días del año 2009 las energías renovables en España han llegado a representar valores cercanos e incluso superiores al 50% de la generación eléctrica del país. Para ampliar más acerca de esta circunstancia, visitar la el artículo: <http://www.elperiodicodearagon.com/noticias/noticia.asp?pkid=537273> cuyo título ya hablaba por sí solo: “El viento genera por primera vez más de la mitad de la electricidad en España”.

²¹⁵ Hay argumentaciones que apuntan a que en los costes de las energías renovables no están internalizando los ahorros por las menores importaciones de combustibles fósiles, que no incorporan los ahorros de la no contaminación, los beneficios de la sostenibilidad, etc. Todos estos son conceptos muy respetables, pero si nos circunscribimos a la mera observación de los costes desde un punto de vista económico, es evidente que el coste de producción de un megavatio de origen nuclear es del orden de 3 EUR/Mw mientras que en el caso termosolar es del orden de 300 EUR/Mw, por lo que es claro que desde una óptica puramente financiera, las renovables son más caras.

concienciación global respecto a asuntos como el cambio climático, pero a la luz de los hechos, sí que parece más que evidente que la sociedad y las instituciones europeas están más comprometidas con la causa del desarrollo sostenible que sus homólogos norteamericanos²¹⁶.

Si importantes son los anteriores factores, en nuestra opinión la madurez del “sistema financiero” no lo es menos. De hecho pensamos que esta es una de las razones más comúnmente olvidadas a la hora de justificar el desarrollo de las renovables en Europa.

Europa tiene una enorme tradición en financiación de proyectos renovables. Esto es especialmente relevante si atendemos a la banca alemana, francesa y española, que sin duda alguna tienen las credenciales más extensas de financiación de este tipo de proyectos. Esto lo que supone es que el sector financiero ya ha pasado por el “proceso educativo” que supone entender el modelo de negocio de las renovables, sus riesgos, sus plazos y su perfil de generación de caja.

Tal y como hemos señalado cuando comparábamos los planes de negocio de las plantas de torre y cilindro parabólicas, es muy habitual que las entidades financieras españolas aprueben en sus comités de riesgos compromisos de *funding* a plazos de 20 años (2 años de construcción y 18 de explotación). Esta misma propuesta es a día de hoy impensable de ser aceptada por la banca norteamericana.

En el caso del sistema financiero español, el proceso de aprendizaje de la financiación a tan largo plazo, nace en el mundo de las infraestructuras, especialmente en España y Latinoamérica. Las infraestructuras exigen compromisos de financiación a plazos realmente largos, lo que es un denominador común con las energías renovables.

Tal es el nivel de conocimiento de los proyectos de energía renovable por parte del sistema financiero español, que muchos de los proyectos renovables que acometen los promotores españoles en el extranjero van de la mano de entidades financieras españolas. Es decir, no sólo se está exportando el conocimiento como promotores, los servicios de ingeniería y construcción, sino también el *project finance*²¹⁷.

²¹⁶ No hay que olvidar que uno de los grandes avances en materia de desarrollo sostenible fue el acuerdo por parte de la comunidad internacional del Protocolo de Kyoto, cuya ratificación no fue firmada por EEUU. Para más información consultar: http://news.bbc.co.uk/1/hi/spanish/science/newsid_1248000/1248100.stm

²¹⁷ Tal es el caso por ejemplo del proyecto Nevada Solar One. Primer proyecto termosolar ejecutado en EEUU después de las plantas SEGS de la década de los ochenta que ha sido adquirido por un jugador español, Acciona –aunque el proyecto

Y por último, parece evidente que el poder disfrutar de un “marco regulatorio y legal” estable y previsible es ciertamente un factor de atracción evidente. No sólo se trata de poder disfrutar de una tarifa alta que produzca altos retornos, sino que el sistema de tarifas reúne otras muchas ventajas.

En primer lugar, las tarifas tienen un garante extraordinario, el “Reino de España”, y como consecuencia, la tarifa en sí tiene un nivel de garantía última similar al de otros instrumentos de Deuda Pública (que disfrutan de un rating internacional bien conocido por la comunidad inversora).

En segundo lugar, un marco normativo como el de tarifas no sólo elimina el riesgo “precio”, sino también el riesgo de la demanda. Se garantiza por Ley o Real Decreto que toda la producción generada va a ser vendida y obligatoriamente comprada por el sistema²¹⁸. Y esa garantía permanece en el tiempo por un número de años igual al número de años de garantía de tarifa.

En tercer lugar, ese marco normativo suele estar acompañado también de una clarificación y simplificación de los requisitos administrativos para la ejecución del proyecto. Dado el gran número de gestiones con diferentes órganos administrativos que este tipo de promociones lleva consigo, es un tema ciertamente muy relevante (medioambientales, licencias de obra, permisos de aguas, etc.).

En contra de lo que muchos autores apuntan, no sólo es el sistema de tarifas en su condición de alta remuneración y seguridad lo que explica el éxito de la inversión en energías renovables en España, sino que hay un conjunto de factores de enorme relevancia que de forma conjunta explicarían el éxito de las inversiones en energías renovables en España, y más concretamente, el fenómeno de la inversión termosolar en suelo español. Por ello, no parece razonable individualizar el éxito en una sola clave explicativa, sino entender la atracción del capital privado hacia esta industria como un esfuerzo colectivo, en el que se alinean los intereses del sector público, el sistema bancario y financiero, la disponibilidad de infraestructuras, de una industria básica y por supuesto, de un contexto socio-económico en el que encaja el discurso de las energías renovables.

fue inicialmente promovido un jugador local como Solargenix-, y financiado por dos bancos españoles, Banco Santander y BBVA.

²¹⁸ Esta afirmación tan taxativa tiene algunas excepciones, como por ejemplo en el caso de que por razones técnicas de gestionabilidad, se impida que el activo de renovables exporte electricidad a la red. Se han producido a lo largo de 2009 varios casos en los que se ha limitado la exportación de energía para algunos activos eólicos en España.

6.4 Modelización del caso base financiero en un entorno de sistema de de contratos privados (PPAs) complementados con incentivos fiscales y obligaciones normativas. El caso de la tecnología cilindro parabólica en Estados Unidos.

6.4.1 Ventajas y desventajas del sistema de PPAs más incentivos fiscales: lecciones aprendidas

La rentabilidad de los proyectos termosolares tiene en el mercado norteamericano una doble fuente de rentabilidad:

- Iniciativa privada. Que se manifiesta a través de la firma de contratos de *power purchase agreements (PPAs)* entre dos compañías privadas, a través de los cuales una empresa eléctrica compra un determinado volumen de producción a un determinado precio por megavatio generado a un productor independiente de energía (lo que en inglés se denominan un *Independent Power Producer (IPP)*).
- Apoyo público. Que se manifiesta a través de los incentivos, principalmente fiscales, que las autoridades públicas otorgan a los proyectos, bien sea en la forma de créditos fiscales²¹⁹ (*Investment Tax Credits, Production Tax Credits*), bien sea en la forma de ayudas financieras (fondos de monetización de créditos fiscales, líneas de financiación del DOE, etc.) o bien en la forma de ayudas contables y/o fiscales (libertad de amortización).

Estos son en resumidas cuentas los cauces a través de los cuales se remunera la inversión. A eso hay que añadir el resto de factores que determinan el éxito de la inversión: financiación, previsibilidad de los flujos de caja, etc.

Por tanto se trata de determinar cómo ante esta doble fuente de retorno, reaccionan el resto de agentes intervinientes en el éxito de la inversión en proyectos termosolares.

De nuevo los pasos serían los mismos tres: determinar el plan de negocio, ver si las conclusiones de éste en términos de rentabilidad resultan suficientemente atractivas para los inversores y en último lugar, si bajo esas condiciones, la "financiabilidad" del proyecto está suficientemente garantizada.

²¹⁹ Se puede obtener más detalle del complejo entramado de créditos fiscales generados en los proyectos norteamericanos en el documento BNP PARIBAS. "Renewable Energy Financing with Tax Equity Partnerships". BNP Paribas Research & Capstar Partners. October, 2007. New York. USA. 38 páginas.

Desde la óptica de los inversores, lo primero que se aprecia en la comparativa de un sistema mixto como el norteamericano contra el sistema tarifario europeo es una pérdida de garantías. Esto es así en el sentido de que ya no hay un único garante en el cobro de la remuneración del activo, sino que parte del respaldo público se ve sustituido por la garantía y confianza en una empresa privada, la de la empresa eléctrica que firma el PPA.

Los proyectos termosolares bajo la regulación de la mayor parte de los "estados solares" norteamericanos tienen derecho a los créditos fiscales en la forma de los *Investment Tax Credits* (ITC). Es decir, de media aproximadamente un 30% de la inversión es un crédito fiscal que se genera en el momento en el que se haga la inversión. Para transformar ese crédito fiscal deben darse una serie de condiciones:

- No todas las inversiones que forman parte de un EPC son elegibles a efectos de la generación de ITCs, si bien es cierto, de media entre un 95% y un 99% de los capítulos de coste del EPC son elegibles a efectos del ITC.
- Ese ITC es transferible a un tercero y por tanto, "monetizable" en su venta. Es decir, si lo necesita, el accionista de un proyecto termosolar, el día uno de operación de la planta, con toda la inversión ya realizada, podría en principio vender el crédito fiscal a un tercero. Pero esa venta no se hace al valor nominal del crédito fiscal, sino que hay que aplicar un descuento cuya cuantía varía en función del momento de mercado (al igual que varían en España los tipos de descuento del papel comercial).
- Adicionalmente, para que ese ITC sea "monetizable" necesitas un comprador del mismo. Por obvio que parezca la conclusión, no lo es tanto si tenemos en cuenta que durante el 2008 y 2009 muchas de las compañías norteamericanas entraron en pérdidas, lo que quiere decir que no necesitan a corto plazo créditos fiscales porque i) generaron con sus pérdidas sus propios créditos fiscales y ii) no necesitan comprar a corto plazo ITCs adicionales por la incertidumbre de cuándo volverán a generar beneficios para compensarlos con los créditos fiscales.

Asumiendo que el ITC tuviera comprador y que éste aplicara una tasa de descuento del orden del 5% (que es el equivalente a un EURIBOR + 200 p.b. aproximadamente), eso querría decir que el apoyo público es el responsable de la remuneración del activo en un 25% aproximadamente. El 75% restante de la inversión deberá ser financiado

por accionistas y entidades financieras, y remunerado una vez descontado el ITC, por el contrato de PPA, y por tanto, remunerado por otra empresa privada.

Señalábamos en líneas anteriores que se “perdían garantías” precisamente por este hecho, porque la mayor parte de la remuneración de tu activo termosolar, proviene de la remuneración que se pacte entre dos empresas privadas: el productor independiente de la energía (IPP), es decir, el propietario del activo termosolar, y la empresa eléctrica que adquiere a un precio pactado los megavatios generados.

La pérdida de garantía consiste en que debe confiar el promotor de la inversión en termosolar en que la contraparte, la empresa eléctrica va a gozar de la suficiente salud financiera durante el plazo necesario (generalmente por encima de los 15 años) como para pagar por el megavatio generado.

El sistema eléctrico bajo el sistema mixto norteamericano tampoco garantiza bajo ninguna circunstancia que el megavatio producido por el activo de renovables vaya a ser adquirido, por lo que no elimina el “riesgo demanda” como sí hacía el sistema tarifario europeo.

Por tanto la pérdida de garantía es doble, en el sentido de que debo confiar en la salud financiera de un tercero (la empresa eléctrica) –que suele ser siempre inferior a la salud financiera de un Estado en países desarrollados- y además, el marco normativo no garantiza la compra de la generación eléctrica del activo termosolar.

Dados estos condicionantes, el resto de factores de éxito se van a ver muy afectados. En primer lugar, como demostraremos en el epígrafe a continuación, la rentabilidad de los planes de negocio es menor (la eléctrica norteamericana que compra el megavatio es otra corporación privada que trata de maximizar sus beneficios, sin priorizar otros activos intangibles como puede ser el desarrollo sostenible), los riesgos son mayores (ya no sólo preocupa la solvencia del país EEUU como proveedor del ITC, sino también el rating del comprador del megavatio termosolar).

Por tanto, parece lógico pensar que el inversor se encuentre más a gusto a priori en un entorno tarifario que en un sistema mixto si las tarifas son lo suficientemente generosas y estables en el tiempo.

Adicionalmente, los financiadores también perciben más riesgo en un sistema mixto que en un sistema tarifario por las razones que se apuntaron anteriormente, por lo que los niveles de apalancamiento son

en términos medios, muy inferiores. Frente a los ratios de apalancamiento financiero del 75% del sistema tarifario, en el sistema mixto vamos a ratios más en el entorno del 50%, lo que supone una pérdida de deuda de unos 25 puntos porcentuales del total de la inversión. Esto evidentemente tiene un doble efecto negativo sobre la rentabilidad del accionista al incrementar en el proyecto las necesidades de capitales propios.

Sin embargo, precisamente lo que es su aparente “debilidad” – la menor intervención del Estado- puede también leerse en términos de fortaleza. El Estado (ya sea en su versión federal o estatal) tiene mucha menos importancia a la hora de promover las inversiones, que dependen mucho más de la iniciativa privada que de cualquier otro factor. En el sistema de tarifas es el Estado el que se atribuye el papel de árbitro del sector, y es él el que decide cuándo arranca el sector, a qué velocidad y cuándo desincentivarlo.

6.4.2 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de PPAS más incentivos fiscales.

6.4.2.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de flujos de caja.

En el caso de los proyectos norteamericanos, la primera gran diferencia es que no existe por ley ninguna limitación a la capacidad instalada, lo que es ya diferencial frente al proyecto español, cuya capacidad estaba limitada en los 50 Mw nominales. El proyecto óptimo técnicamente en el mercado norteamericano se estima, dado el estado actual de la tecnología cilindro parabólica, en cinco veces ese tamaño, es decir, en el entorno de los 240-250 Mw.

De cara a plantear un modelo de negocio, tomaremos como referencia esa capacidad nominal de 240 Mw. Para su ejecución, se estiman necesarios unos 30 meses de construcción, es decir, 2 meses adicionales respecto al proyecto español descrito en apartados anteriores.

Se trataría de una planta con almacenamiento térmico, debido fundamentalmente a que el sistema eléctrico en EEUU presenta también diferencias en lo que a retribución de la generación eléctrica se refiere. La mayor divergencia estriba en el hecho de que el precio del megavatio lo determina en cada momento la oferta y la demanda, hasta el punto de que el megavatio mejor retribuido es aquél que se produce en la hora punta de demanda. El sistema de almacenamiento lo que permite es planificar una mayor capacidad de generación en

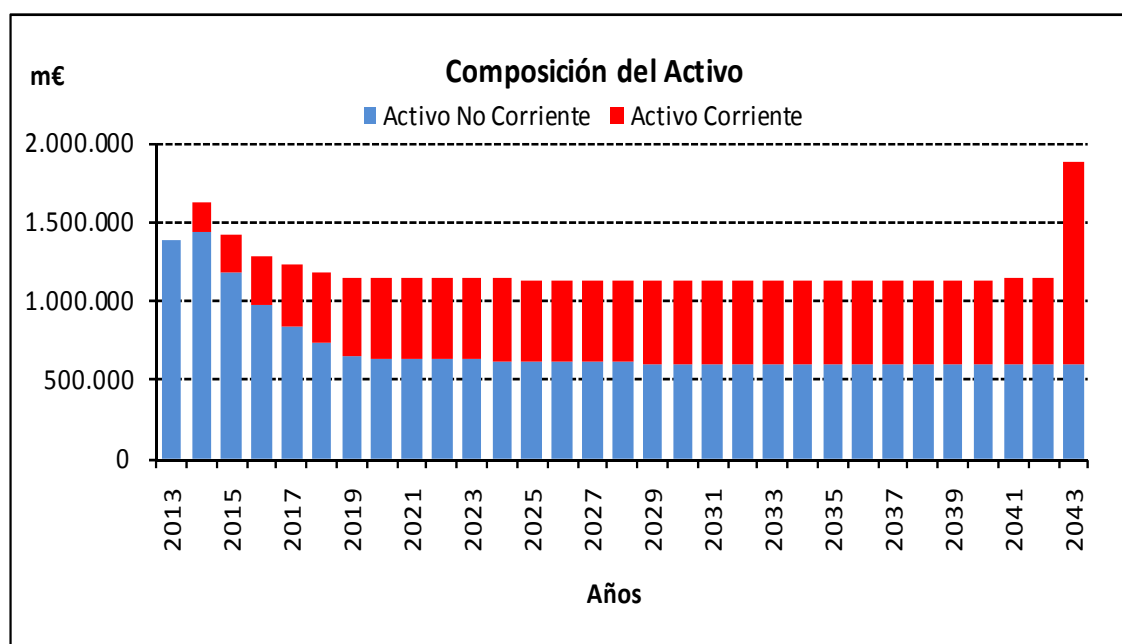
esos puntos de máxima demanda para poder optimizar los rendimientos de la central termosolar.

La planta tipo propuesta tiene una inversión inicial de 1.483,3 Mn € que se desglosan en 1.459,6 Mn € de coste del contrato EPC, a lo que hay que añadir unos 23,7 Mn € de gastos de desarrollo y gastos de la propiedad. Se considera también un montante total de 83,2 Mn € de gastos financieros intercalarios.

En la inversión original, apenas se contempla partida alguna de circulante ya que tan sólo se han considerado en el plan de negocio unas existencias mínimas de pequeño material de sustitución (fundamentalmente repuestos de espejos y tubos), por lo que el grueso del activo lo constituye la inversión de la planta en sí misma tal y como refleja el gráfico siguiente.

No se contempla ninguna inversión en activo adicional más allá de la inicial, ya que todos los gastos de operación y mantenimiento son cargados anualmente contra la cuenta de resultados tal y como establecen los principios contables norteamericanos (US GAAPs) y las *International Financial Reporting Standards* (IFRS), al entenderse que esos gastos de mantenimiento no suponen ni una mejora del rendimiento del activo ni un alargamiento de la vida útil del mismo.

Gráfico VI.59. Composición del activo en el plan de negocio.



Fuente: Elaboración propia

La producción estimada media para la planta en base anual es de 904,12 GWh/año, es decir, unas 5,7 veces más elevada que el proyecto español aproximadamente. Este volumen tan notable de generación eléctrica se explica especialmente por la enorme capacidad de almacenamiento de la planta, que en los meses pico de verano puede alcanzar hasta las 7,5 horas de almacenamiento térmico tal y como también ocurría en el proyecto español.

Sin embargo la producción aumenta más que proporcionalmente a los megavatios instalados (hay 4,8 veces más megavatios instalados mientras que la producción es 5,7 veces más alta) debido fundamentalmente a las economías de escala que se consiguen a través de un dimensionamiento técnico más óptimo.

Frente al ratio de inversión por megavatio nominal de 7.146 Mn € / MW en el proyecto europeo, aquí se alcanza un valor de 6.527 Mn € / MW, lo cual refuerza la idea de un dimensionamiento más óptimo.

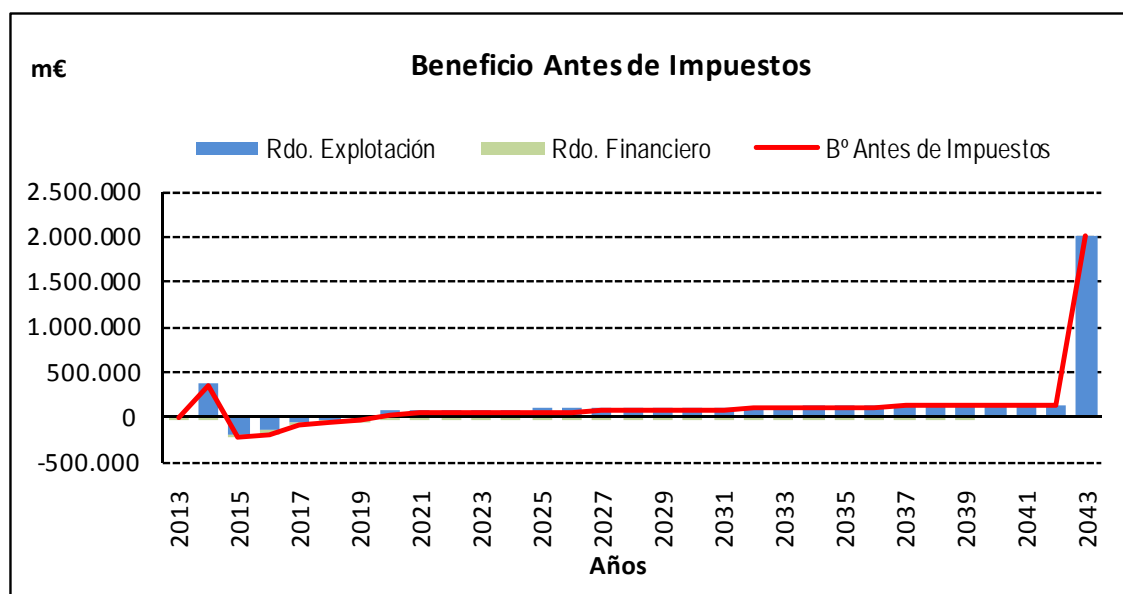
Si este ratio como ya ocurría anteriormente, se refina un poco más y se emplea en el denominador la producción anual de la planta, dónde ya se ve reflejado claramente el efecto del almacenamiento de sales, el ratio de inversión por producción anual en el proyecto español arrojaba un valor de 2,24 Mn €/Gwh año frente a los 1,73 Mn €/Gwh año, lo que supone el ratio más bajo de inversión por gigavatio año de producción de todos los planes de negocio desarrollados.

Adjuntamos los estados financieros del plan de negocio de la planta cilindro parabólica de 240 Mw con almacenamiento en el ANEXO III, incluyendo la cuenta de resultados, el balance y el estado de flujos de caja. Adicionalmente, se incluye también en el ANEXO IV el plan de negocio de la misma planta en suelo norteamericano de 240 Mw pero sin almacenamiento de sales.

Tal y como se aprecia en los estados financieros, los ingresos medios del proyecto durante su explotación ascienden a los 145,7²²⁰ Mn € con un EBITDA medio en ese mismo periodo de 121,5 Mn €, lo que supone un margen EBITDA medio del 83,4% para la vida de la planta estimada en 30 años. A nivel de beneficio operativo, se alcanza una media de EBIT de 88,6 Mn €, lo que supone un Margen EBIT del 60,8% y un beneficio neto medio de 43,7 Mn €, es decir un margen neto del 30%.

²²⁰ Siempre que damos valores medios de las magnitudes financieros nos estaremos refiriendo a todos los años "tipo" de explotación, es decir, excluyendo los periodos de construcción y el último año de explotación por considerarlo un atípico ante la liquidación del activo.

Grafico VI.60. Evolución del Beneficio de la planta solar.



Fuente: Elaboración propia

Sin duda son magnitudes financieras que apunta a un muy buen comportamiento financiero. Claramente se trata de una inversión muy intensiva de capital (inversión inicial total de 1.566,6 Mn €) que luego progresivamente se va recuperando a través de la generación eléctrica anual, ya que los costes operativos anuales apenas representan un 17% de los ingresos anuales.

El apalancamiento con el que se han venido cerrando los proyectos cilindro parabólicos está en torno al 34,00% de las necesidades totales de fondos. Este porcentaje llama poderosamente la atención si se compara con los valores registrados en los proyectos europeos, ya que estos últimos rondaban el 80%.

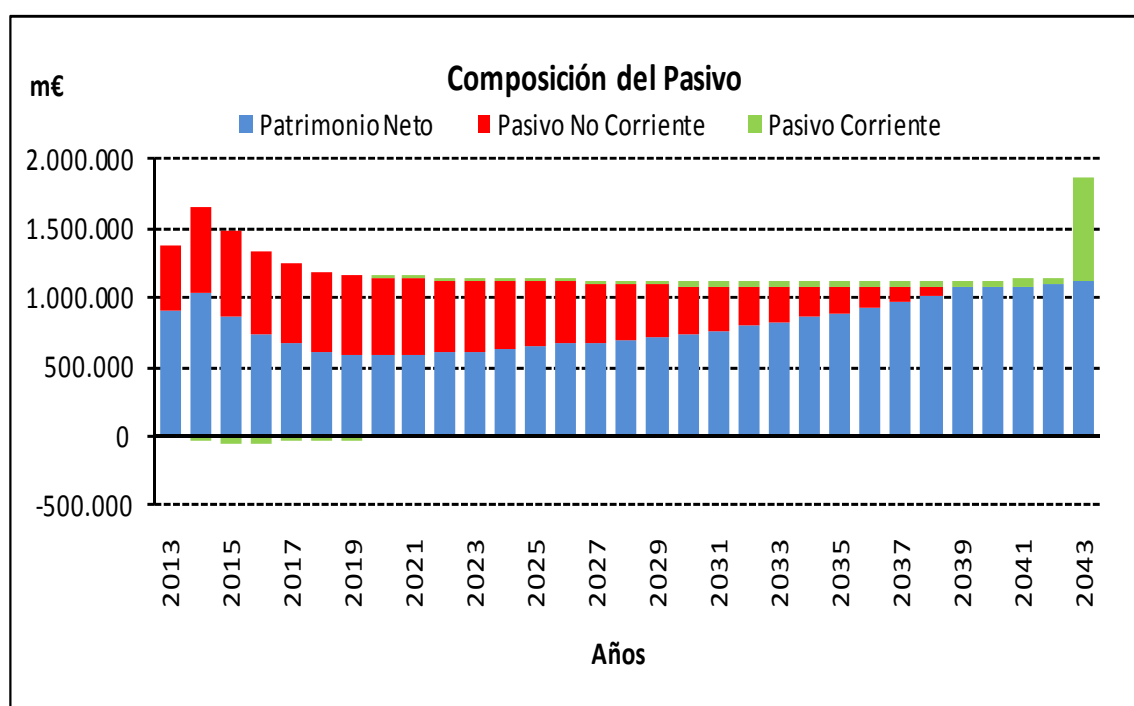
Tal y como hemos señalado en párrafos anteriores, un 30% de la inversión aproximadamente se financia a través del *investment tax credit* (ITC). Es decir, quedarían por aportar aproximadamente un 70% de los fondos totales. De las necesidades totales de fondos un 34% va a ser aportación de fondos ajenos y el resto, del orden del 36% vendrá como aportación de fondos propios.

Estos porcentajes suponen aproximadamente que excluido el efecto fiscal, el apalancamiento del proyecto queda en el entorno del 50%, aun así significativamente por debajo de los niveles europeos cuya deuda ascendía hasta niveles cercanos al 75% - 80% del total de necesidades de fondos del proyecto.

Esto se debe fundamentalmente a que al sistema financiero norteamericano le falta madurez en su relación con las renovables, ya que al no conocer tan profundamente el modelo de negocio por no haberse desarrollado intensamente en su mercado local, no está dispuesto a financiar ni a tan largo plazo ni con niveles de endeudamiento tan elevados.

La aportación de los accionistas se estructura en este tipo de plantas en un único tramo de "aportación de capital", ya que el mayor apalancamiento del proyecto no permite el uso de préstamos subordinados de accionistas. En el gráfico a continuación reproducimos exclusivamente la aportación de los socios en la forma de capital social y la comparamos con la financiación bancaria a lo largo de los primeros años de vida del proyecto.

Gráfico VI.61. Composición del pasivo.



Fuente: Elaboración propia

Si tomamos como referencia algunos de los proyectos termosolares que actualmente se están promoviendo en el mercado norteamericano, podríamos encontrar condiciones financieras similares a las siguientes:

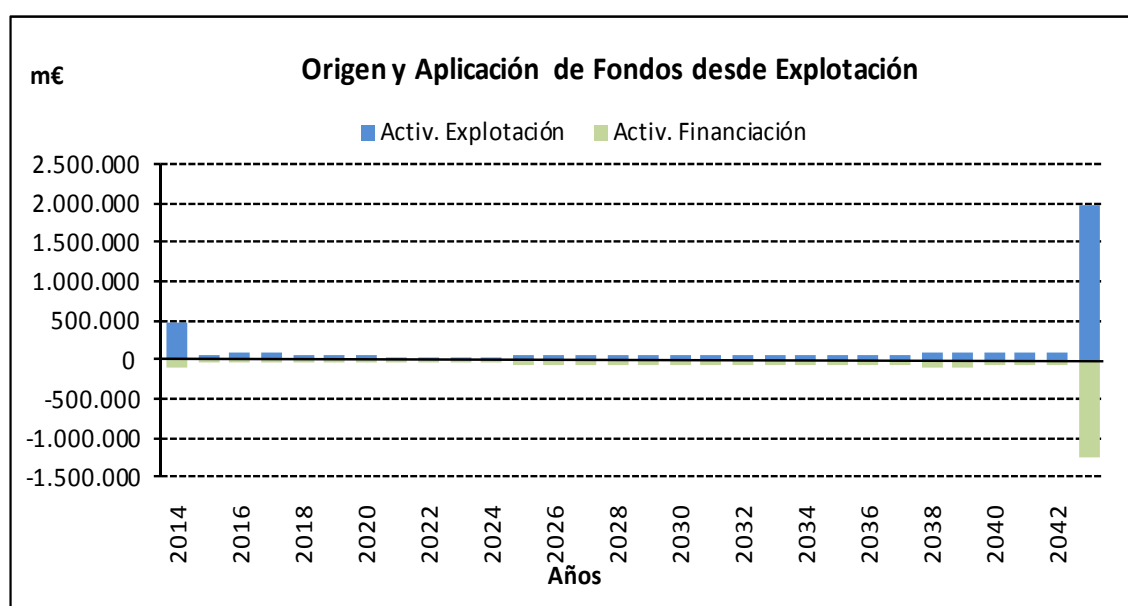
Tabla VI.11. Condiciones financieras para la planta de 240 Mw en EEUU.

01/11/2011	Inicio Construcción
30	Meses de Construcción
30	Años de Explotación
28	Años Vida Deuda Senior
6	Meses Periodo de Gracia 1ª Devolución
2	Número de Cuotas a Pagar en el Año
0,00%	% Años Vida Deuda Senior bajo Swap
0,00%	% Tipo Deuda Senior bajo Swap
34%	Deuda Senior como % Nec. Fondos
1,75%	Fee Estructuración
0,38%	Fee de Compromiso
0,00%	Margen Interés en Construcción (Bonif. DOE)
0,00%	Margen Interés en Explotación (Bonif. DOE)
4,19%	Tipo de Interés Swap
1,20	RCSD mínimo para reparto e Dividendos
0,00%	Reserva Servicio de la Deuda

Fuente: Elaboración propia

El estado de flujos de caja arroja un perfil bastante interesante desde el punto de vista financiero. La generación media de flujo de caja libre durante los años de explotación asciende a los 97,7 Mn €, lo que supone un ratio de flujo de caja libre sobre ventas del 67,1%.

Grafico VI.62. Perfil de generación de caja del proyecto termosolar.



Fuente: Elaboración propia

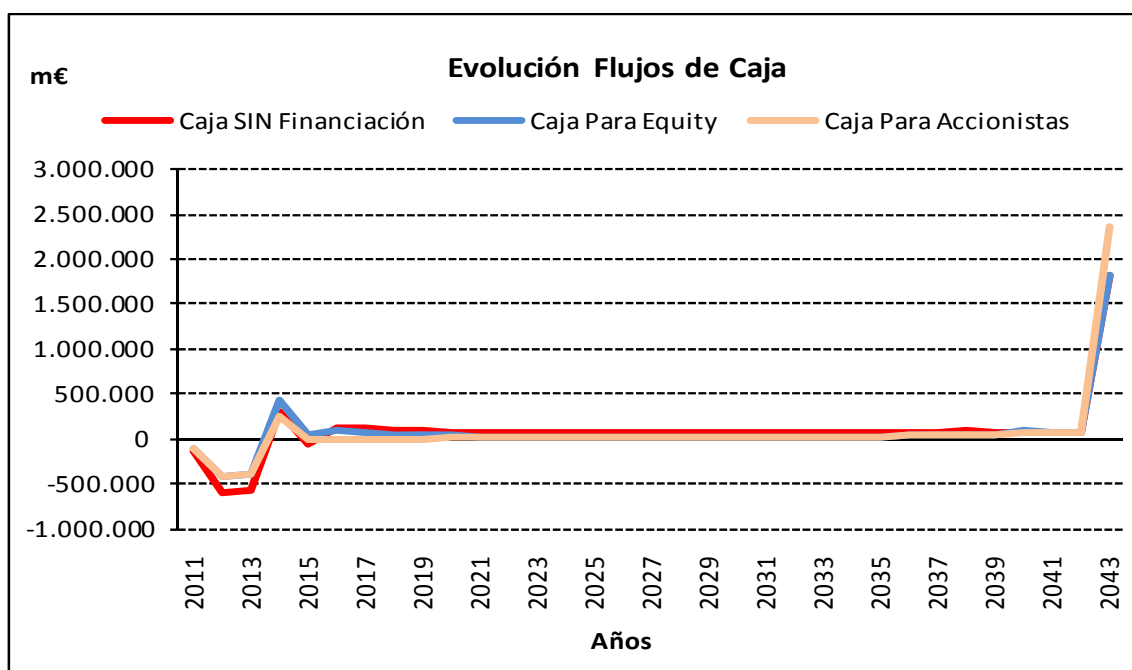
6.4.2.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar cilindro parabólico.

Al igual que hemos señalado en el caso de la torre central, de nuevo emplearemos los criterios de valor actual neto (VAN) y tasa interna de rentabilidad (TIR) para evaluar la rentabilidad que arroja el plan de negocio.

Tanto en el caso del VAN como en el de la TIR, se realizará desde las mismas tres ópticas que en el caso anterior: a nivel proyecto, a nivel flujos de caja disponibles para los capitales propios y a nivel de los flujos de caja efectivamente distribuidos a los accionistas en forma de dividendos.

Los flujos de caja generados por el proyecto desde las tres ópticas apuntadas anteriormente son los que se detallan en el gráfico a continuación:

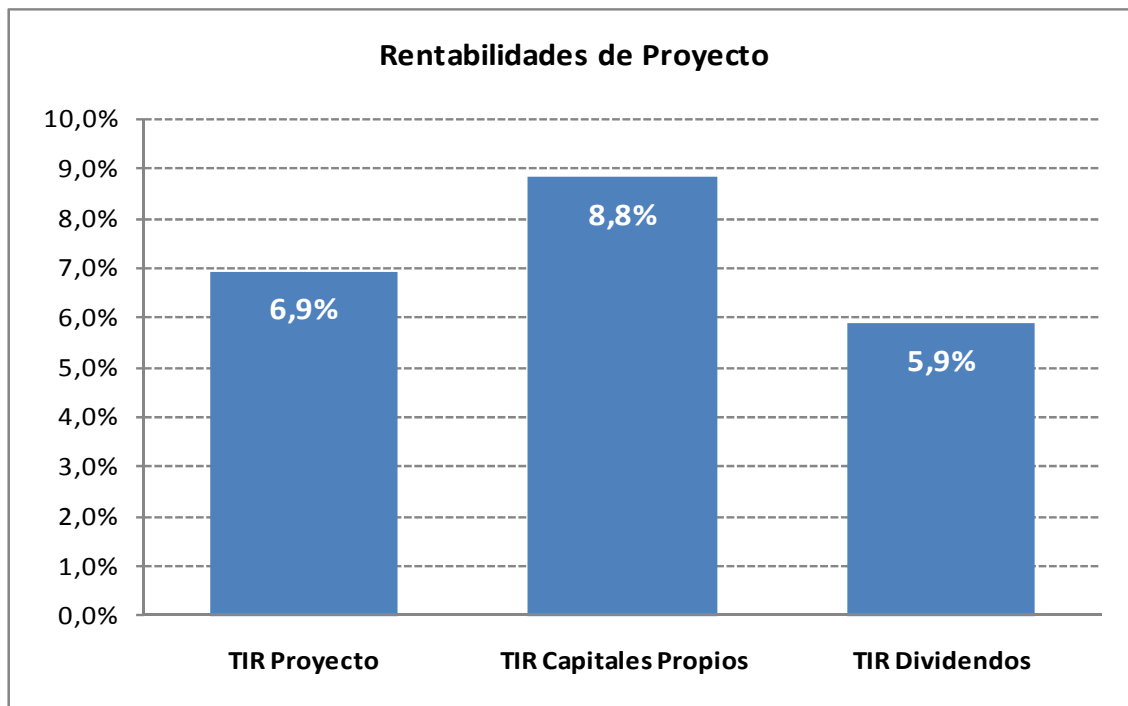
Gráfico VI.63. Evolución de los distintos flujos de caja



Fuente: Elaboración propia

Para este perfil de flujos de caja generados por el proyecto las rentabilidades que se han estimado desde las tres ópticas son:

Gráfico VI.64. TIR del Proyecto, de los Capitales Propios y Dividendos



Fuente: Elaboración propia

Las rentabilidades de este proyecto están en el rango bajo de las tecnologías renovables, ya que el proyecto en sus valores garantizados arroja una TIR del proyecto del 6,9%, una TIR de los capitales propios del 8,8% y una TIR de dividendos del 5,9%.

Si la comparación la realizamos con el resto de proyectos termosolares, la rentabilidad de los capitales propios compara con el rango bajo de las rentabilidades medias, debido fundamentalmente al significativo menor porcentaje de deuda empleado en su construcción.

6.4.2.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar cilindro parabólico.

Tal y como hemos señalado anteriormente, el plan de negocio ha sido estructurado para una financiación vía *project finance* a un plazo de 28 años, con un endeudamiento efectivo inicial del 34% de las necesidades totales de fondos²²¹.

²²¹ Se puede ampliar información sobre las estructuras y condiciones de financiación de los proyectos termosolares en USA en el documento del BANCO SANTANDER. "Financiación de Plantas termosolares en USA". Global Energy Team Research. Madrid. Octubre 2007. 48 páginas.

Esa vida útil de 28 años implica necesariamente una refinanciación si atendemos a la situación actual del sistema financiero norteamericano, ya que cuesta mucho pensar que alguna entidad financiera norteamericana comprometa fondos a tan largo plazo.

Lo que suele ocurrir en proyectos en los que los plazos son tan largos es que se incluyen en los contratos de financiación las llamadas cláusulas “mini-perm”. Hay de dos tipos:

- “Hard mini-perm”. Hace referencia a la ventana de oportunidad a través de la cual, en un año concreto de la vida de la deuda prefijado por adelantado, las entidades financieras que hayan integrado el *club deal* tienen derecho a solicitar al promotor el abandono del *club deal*, quedando el accionista obligado a sustituir ese montante (“*ticker*”) de deuda bien con fondos propios o bien con deuda adicional de alguna otra entidad.

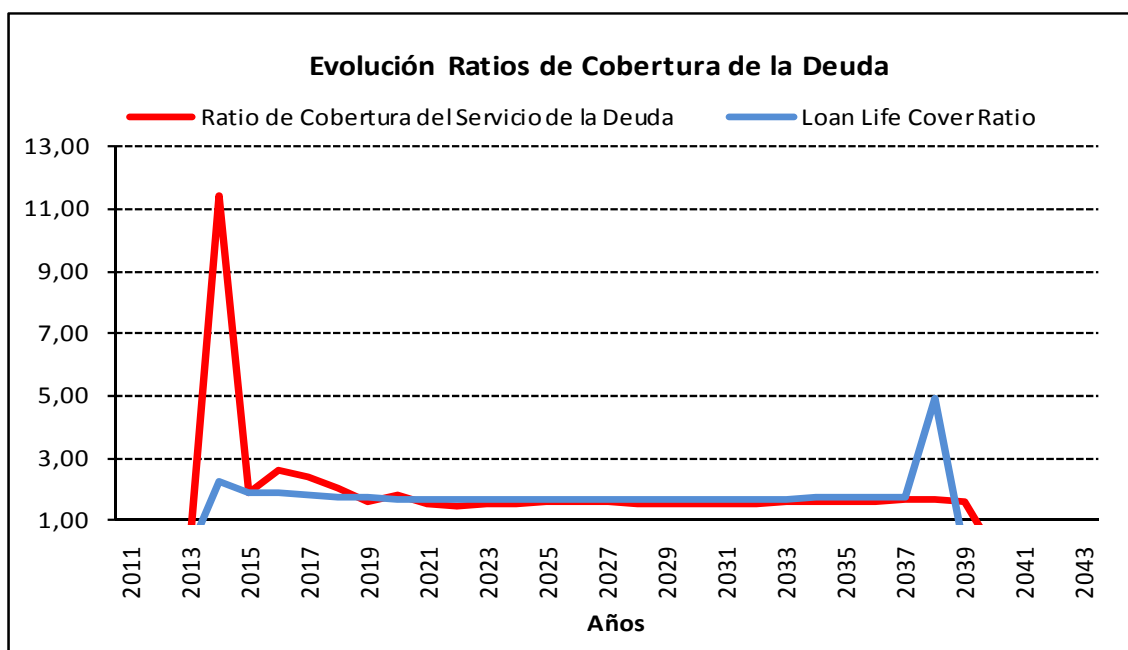
Esto de facto lo que supone es que la entidad que lo solicita, rara vez puede abandonar el sindicato de bancos –depende principalmente de la coyuntura del sistema financiero en cada momento-, y por ello, fuerza al promotor a renegociar considerablemente al alza las condiciones de la deuda.

- “Soft mini-perm”. Consiste en la misma cláusula que la anterior, pero en lugar de obligar al accionista a partir de un determinado año a buscar un sustituto, lo que ocurre es que a partir de ese año en concreto, si una entidad solicita abandonar el *club deal* y no se le puede encontrar un sustituto, al accionista automáticamente se le impone de ese año en adelante un barrido de caja o *cash sweep* típicamente del 100% de la caja.

Es decir, a partir de ese año, la totalidad de la caja generada se destina a la amortización del préstamo, no quedando flujo de caja disponible para el accionista hasta tanto no se amortice la deuda en su totalidad.

Bien sea en su modalidad “hard” o “soft” lo que las cláusulas *mini-perm* suponen es un cambio sustancial para la disposición de la deuda. Con el fin de no distorsionar las comparaciones de los resultados de los diferentes modelos, vamos a considerar en el caso del modelo norteamericano una financiación estándar (denominada en el sector *plain vanilla*) a 28 años, siendo plenamente conscientes de que en realidad bien sea mediante las cláusulas *mini-perm* o bien mediante la refinanciación del proyecto, la disponibilidad de los flujos de caja disponibles para los accionistas no sería tan homogénea.

Grafico VI.65. Evolución anual del Ratio de Cobertura del proyecto termosolar

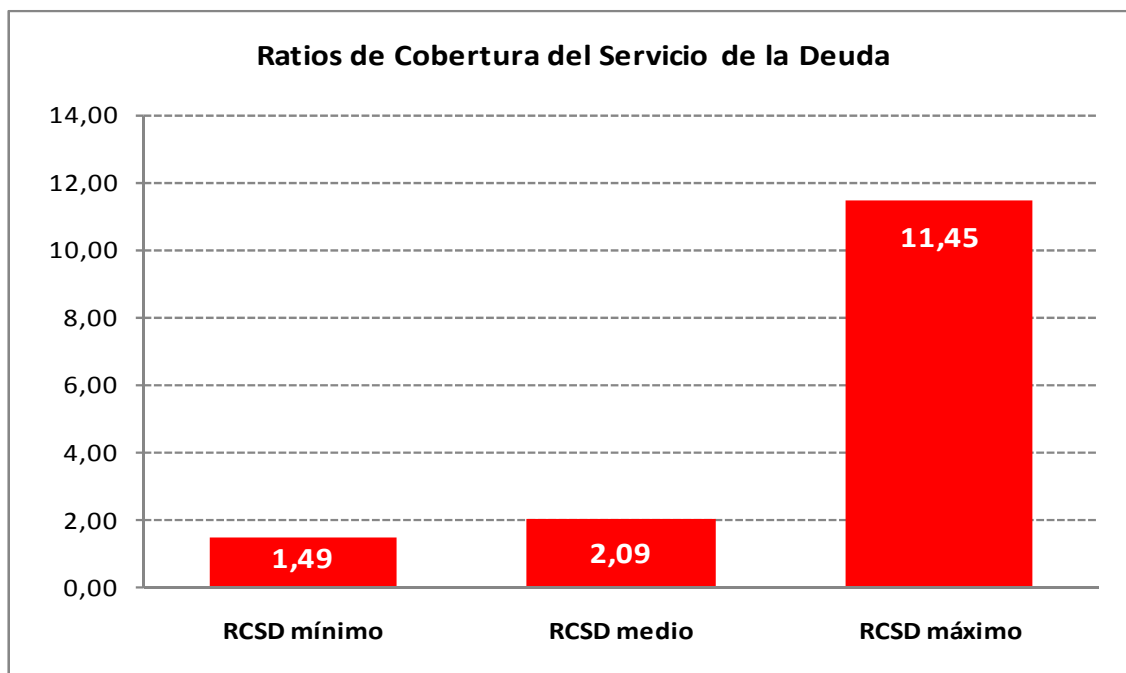


Fuente: Elaboración propia.

La “financiabilidad” del proyecto vendrá determinada por el ratio de cobertura medio de la deuda mientras exista endeudamiento vivo. En el caso de este proyecto “tipo” para el mercado norteamericano, el RCSD lo habrían fijado las entidades financieras en un mínimo de 1,2x. Es decir, exigía una generación media de caja en el caso base de un 20% por encima de lo que es anualmente el servicio de la deuda. En el caso del plan termosolar cilindro parabólico construido, ese ratio de cobertura medio es de 2,09x, lo que garantizaría la aprobación de los comités de riesgos de las entidades financieras.

Hay que tener en cuenta a la hora de interpretar este ratio para el plan de negocio norteamericano que estamos ante una planta para la que hemos asumido 28 años de vida del préstamo. Es decir, lo que implícitamente significa dados los plazos de fondeo del sistema bancario norteamericano, que en algún momento de la vida de la planta habría que considerar una segunda financiación. Es decir, implícitamente estamos asumiendo un tramo primero de deuda con vencimiento en el año decimocuarto e inmediatamente después, de forma seguida, se renovarían los préstamos por el periodo restante por el mismo montante de deuda que se tenía el día inmediatamente anterior. Esto como ya hemos señalado, se explica porque a la fecha de redacción de la presente tesis, pensar en un coste de fondeo a plazos superiores a 15 años en el sistema bancario norteamericano simplemente no es factible.

Grafico VI.66. Ratios de cobertura del proyecto termosolar



Fuente: Elaboración propia.

6.4.2.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar cilindro parabólico.

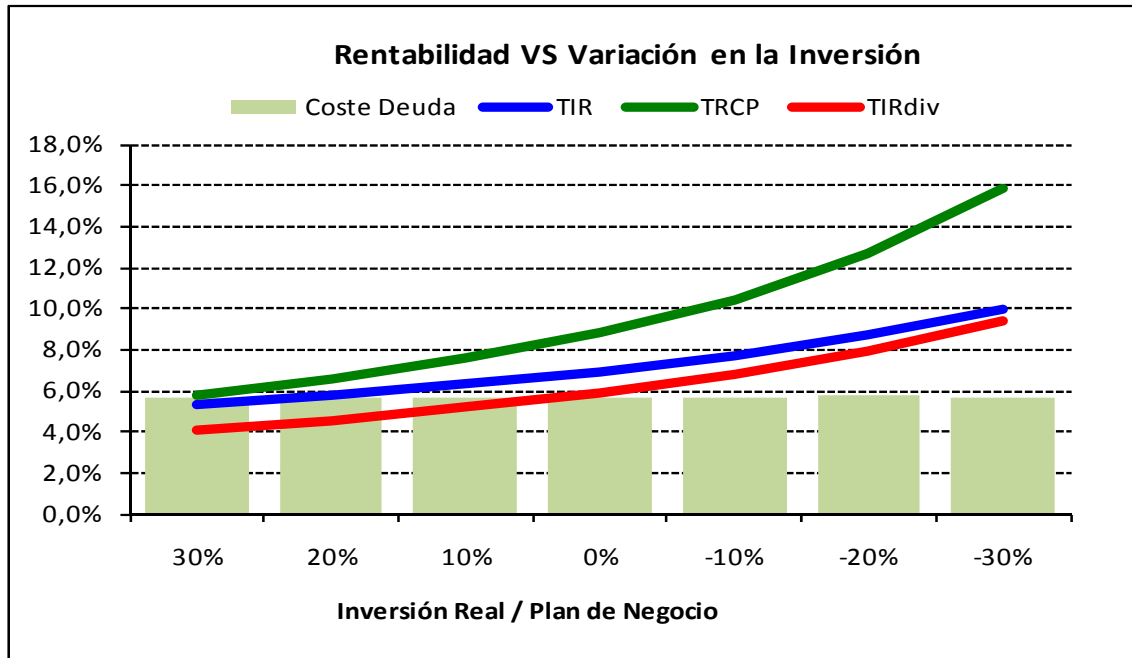
Una vez configurado el “caso bancario” para la tecnología cilindro parabólica en EEUU, lo preceptivo es comprobar si en estas condiciones de financiación y generación de caja, la inversión es lo suficientemente robusta como para afrontar el servicio de la deuda y retribuir adecuadamente a sus accionistas, cuyos retornos han bajado notablemente respecto al plan de negocio europeo, principalmente por un uso significativamente menor de deuda.

Para ello, se volverán a emplear dos técnicas: análisis de sensibilidad y la simulación de Montecarlo con el fin de construir escenarios teóricos lo más parecido posible a los que se pueden acabar dando en la realidad.

De cara a mostrar resultados comparables para el plan de negocio norteamericano con las alternativas de torre y cilindro parabólica en Europa, hemos realizado los análisis de sensibilidad y simulaciones sobre las mismas hipótesis clave, modificando eso sí, aquellas variables que bajo un sistema regulatorio se ven claramente alterados frente a un sistema de contratos de *power purchase agreement*.

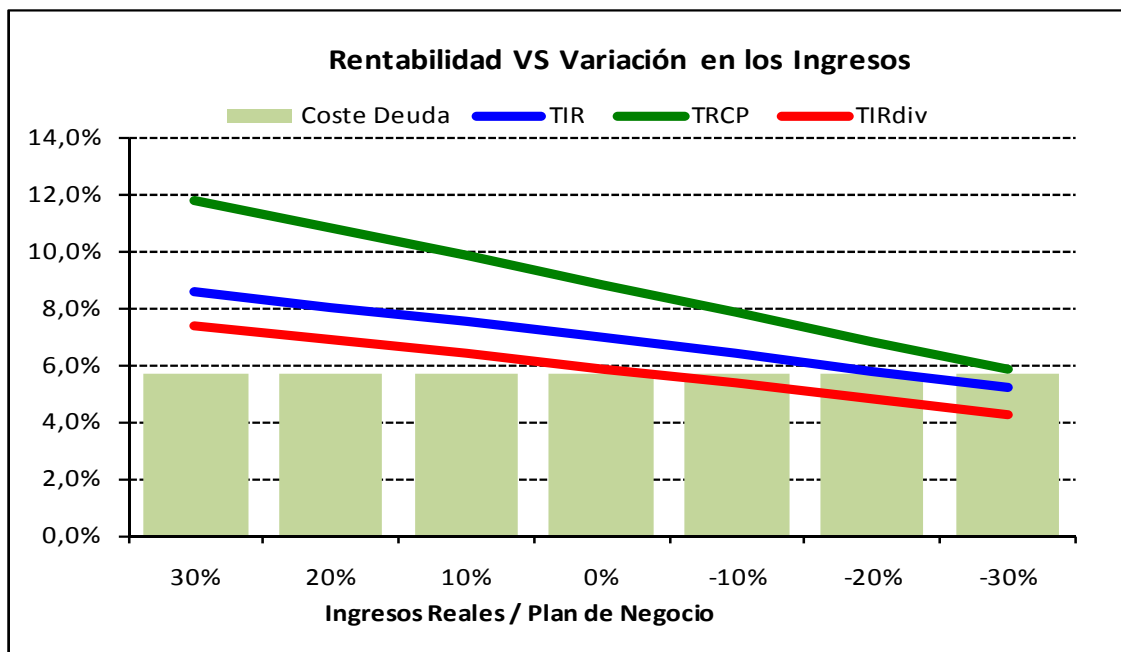
Sensibilidades respecto a la rentabilidad del proyecto termosolar.

Gráfico VI.67. Rentabilidad versus una variación de la inversión



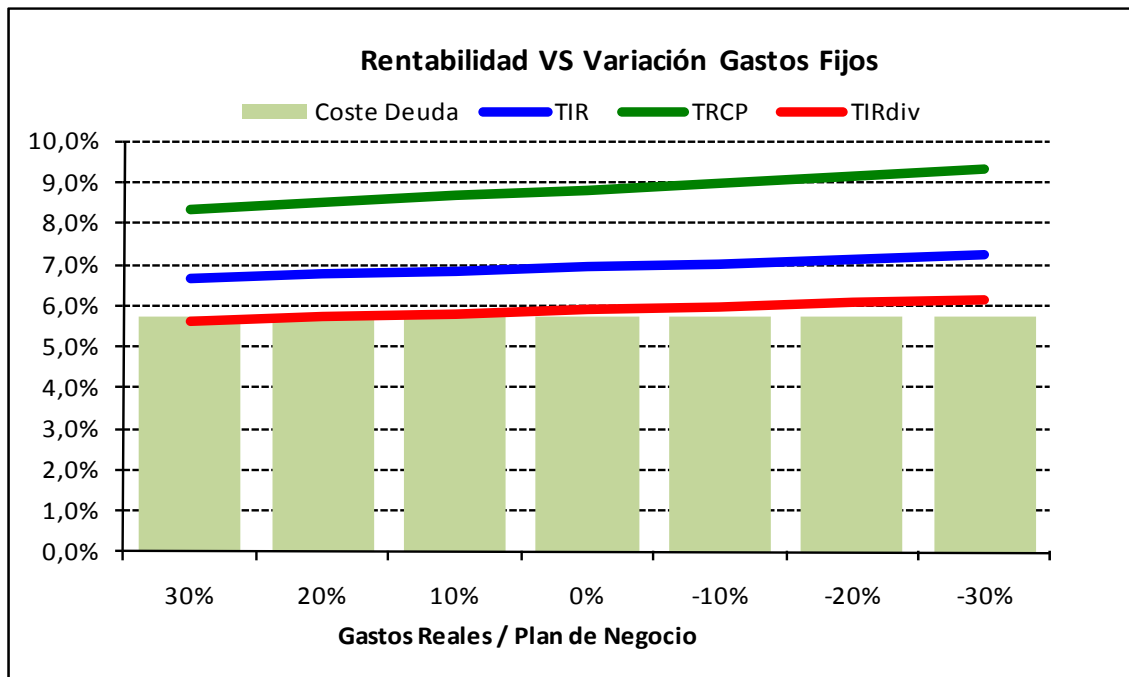
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.68. Rentabilidad versus una variación de los ingresos



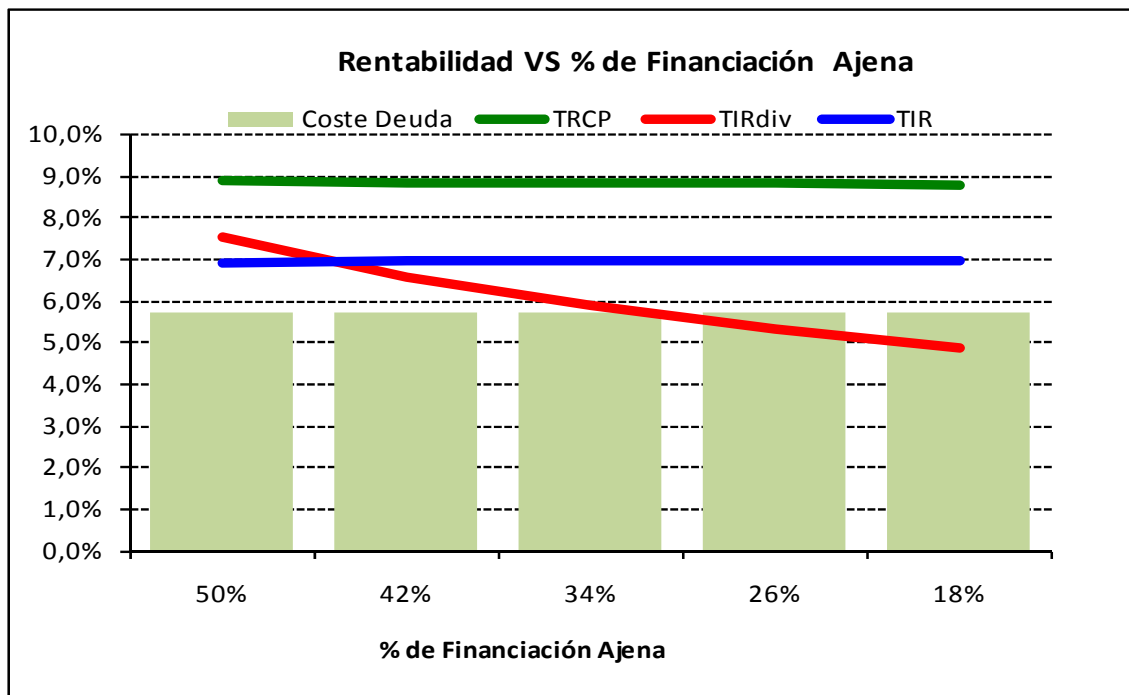
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.69. Rentabilidad versus una variación de los gastos fijos



Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.70. Rentabilidad versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto



Fuente: Elaboración propia

Tal y como se observa en los análisis anteriores, la variación más importante -tal y como ocurría en el plan de negocio anterior-, vuelve a ser la proveniente de los ingresos.

En el caso norteamericano, esa variación de los ingresos sólo podría venir por modificaciones en el contrato PPA, lo cual da a entender que se trata de un escenario poco probable en cualquier caso.

Lo único que desde el punto de vista de los ingresos podría en principio alterar significativamente los ingresos previstos en el caso base (al margen evidentemente de la producción), sería un evento de tal magnitud que pusiera en dificultades financieras graves a la empresa eléctrica que actúa como contraparte en el contrato del PPA.

Sensibilidades respecto a los ratios de financiación del proyecto termosolar.

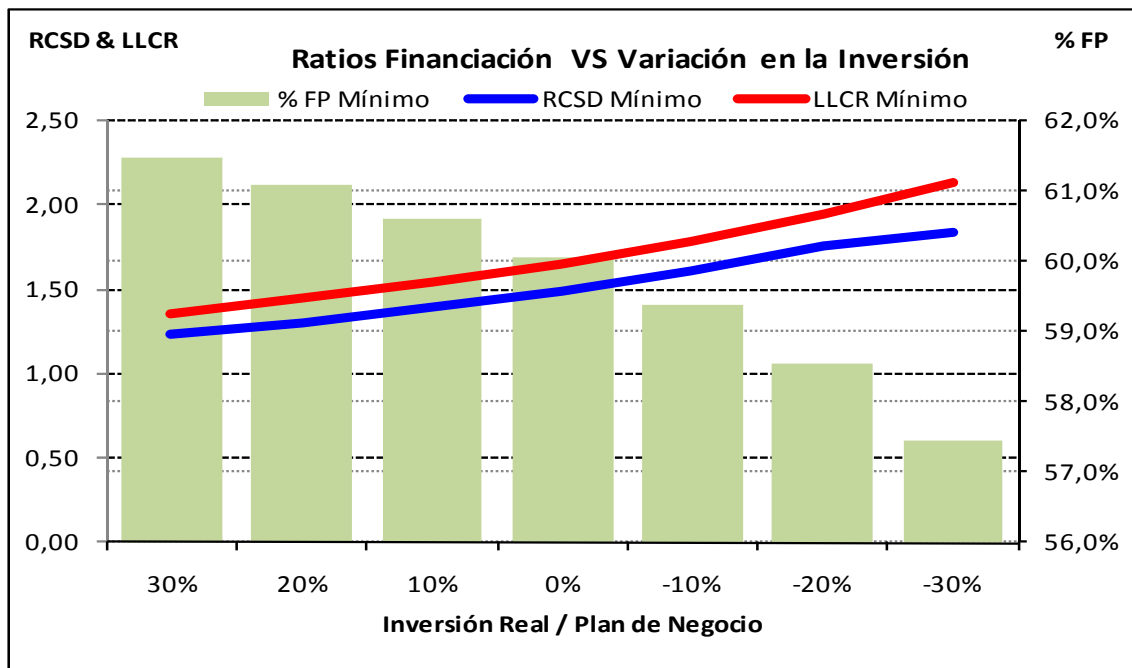
A continuación se trata de determinar cómo oscilan los ratios de financiación ante algunas de las variables claves del modelo. Se han escogido los mismos dos ratios a tal efecto:

- Ratio de cobertura del servicio de la deuda (RCSD) como cociente año a año del flujo de caja libre del proyecto y el servicio de la deuda con entidades financieras, lo que incluye la suma de intereses, comisiones y pago principal.
- *Long life coverage ratio* (LLCR) es el ratio que resulta como cociente del valor actual neto de los flujos de caja futuros del proyecto y el valor de la deuda viva del proyecto.

Muchos de los contratos de financiación en el mercado norteamericano no sólo contienen valores mínimos en términos de RCSD para determinar la “financiabilidad” de un proyecto, sino que en muchas ocasiones también se establece como criterio para pasar el filtro de un comité de riesgo un valor mínimo también en términos del ratio de LLCR.

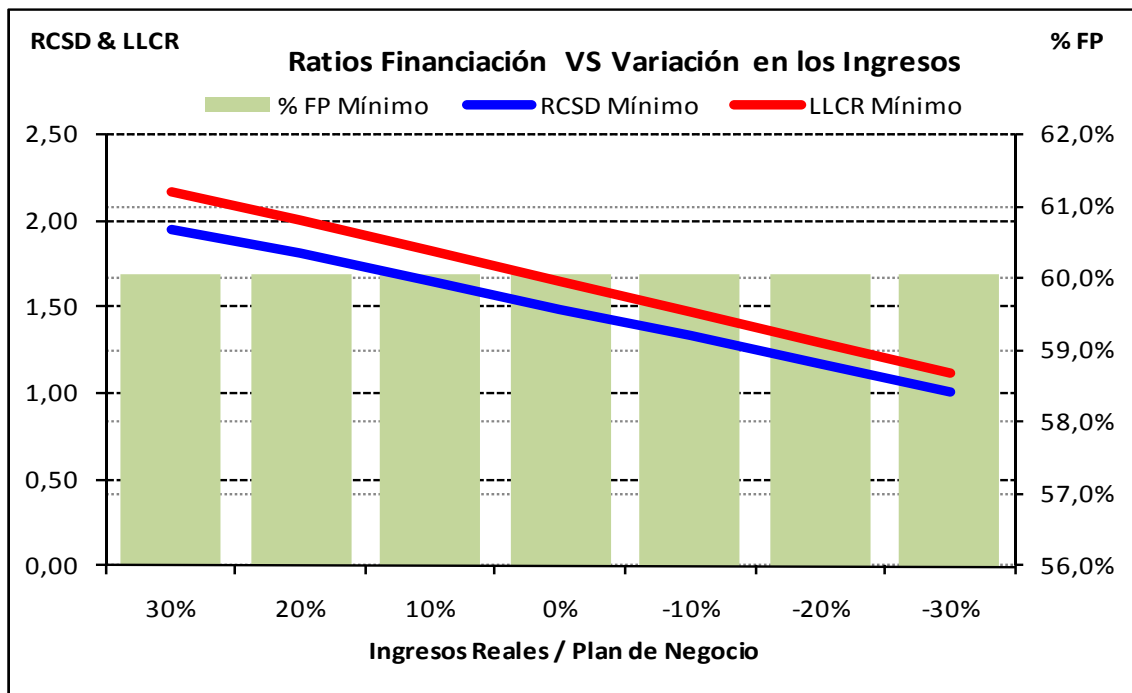
No basta, por tanto, con medir año a año la capacidad de repago del proyecto, sino que la fortaleza del mismo también debe demostrarse año a año pero midiendo en acumulado las obligaciones de pago frente a las entidades financiadores del proyecto termosolar.

Gráfico VI.71. Ratios de financiación versus una variación de la inversión



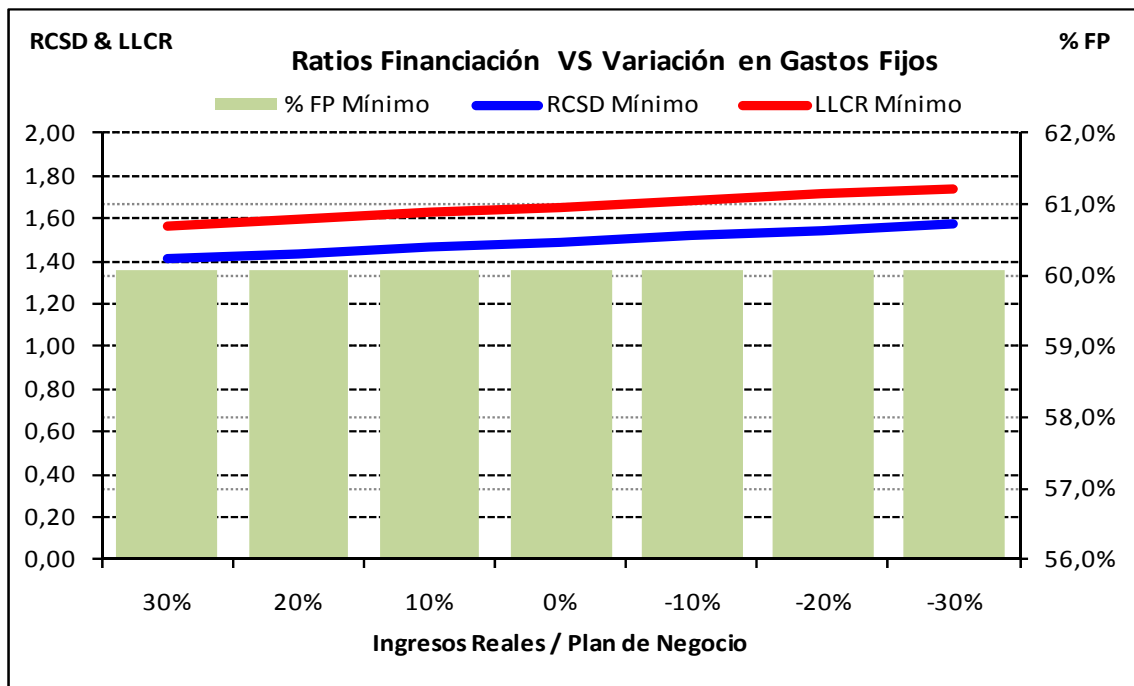
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.72. Ratios de financiación versus una variación de los ingresos



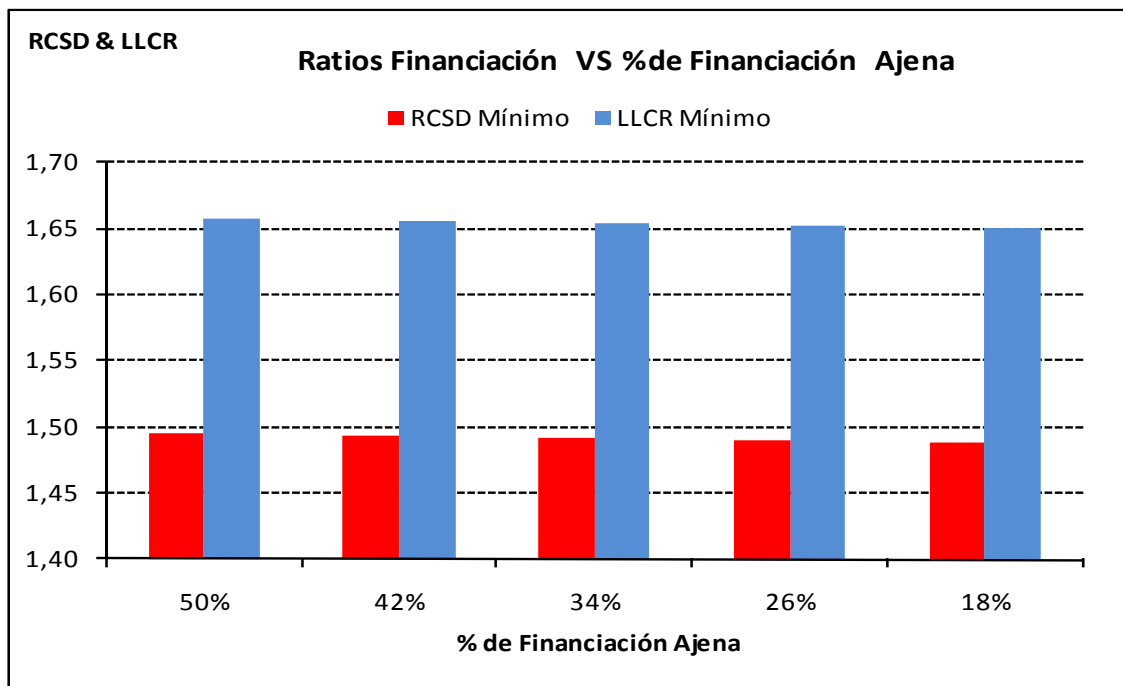
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.73. Ratios de financiación versus variación de los gastos fijos



Fuente: Elaboración propia

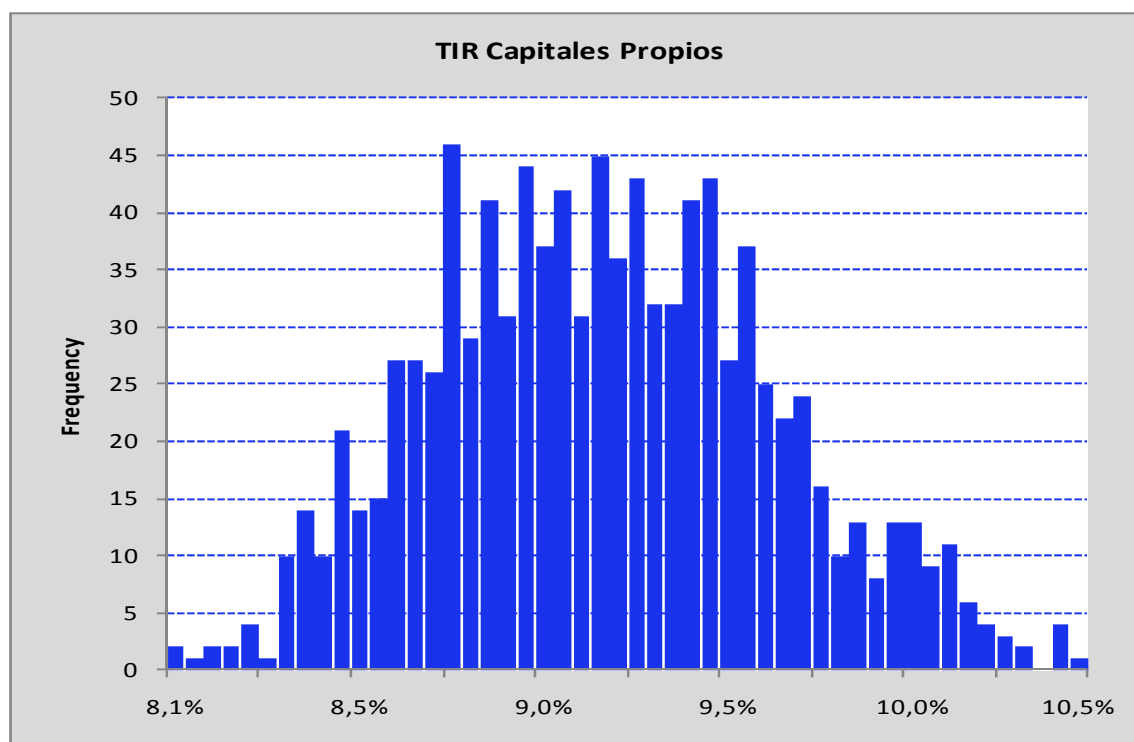
Gráfico VI.74. Ratios de financiación versus variación de fondos propios



Fuente: Elaboración propia

- Simulación de Montecarlo. De nuevo, se volverá a asignar una distribución de probabilidad a una serie de variables clave a las que se le asignará un rango de variación. Ello nos permitirá construir escenarios futuros cercanos a los escenarios que pueden darse en la realidad una vez la planta esté plenamente operativa. Como ya señalamos en casos anteriores, las hipótesis no toman valores aleatorios, sino que se define un rango de valores de forma que a cada valor se le asigna una probabilidad de ocurrencia.

Gráfico VI.75. Resultados obtenidos de la simulación sobre el plan de negocio termosolar



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Se ha realizado el ejercicio de simulación de Montecarlo para el plan de negocio de una planta termosolar cilindro parabólica "tipo" para EEUU, escogiendo las mismas siete hipótesis clave que en el caso de torre central y en el de cilindro parabólico en Europa. Se han establecido rangos de variación razonables para cada una de las hipótesis seleccionadas en base a la experiencia de proyectos ya existentes en construcción u operación y en base a datos técnicos. Se ha seleccionado la TIR de los capitales propios como la variable de

predicción sobre la que se va a medir el efecto de los cambios de las hipótesis.

La TIR de los capitales propios del proyecto originalmente arrojaba un valor del 8,8%. Se han realizado un millar de simulaciones sobre las hipótesis seleccionadas y la TIR media de la simulación arroja un valor para la TIR de los capitales propios del 9,2%, lo que supone un incremento de 40 puntos básicos.

El resultado supone que el plan de negocio del caso base es algo conservador, debido fundamentalmente a que la simulación contempla un rango de valores para la producción del proyecto que parte de un valor garantizado bajo.

El coste de la financiación incluyendo el margen, las comisiones de apertura y las comisiones de agencia es del 4,19%, lo que supone una financiación muy barata si se compara con el coste de la torre central e incluso, si se compara con el mismo proyecto en Europa. Esto se debe fundamentalmente a que no hemos supuesto contratación de derivado de cobertura de tipo de interés y como hemos señalado en párrafos anteriores, porque no asumimos un fondeo a tan largo plazo.

Tabla VI.12. Resultados obtenidos de la simulación.

Statistics:	Forecast values
Trials	1.000
Mean	9,2%
Median	9,2%
Mode	---
Standard Deviation	0,5%
Variance	0,0%
Skewness	0,2495
Kurtosis	2,78
Coeff. of Variability	0,0498
Minimum	8,0%
Maximum	10,8%
Range Width	2,7%
Mean Std. Error	0,0%

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Uno de los resultados más interesantes que arroja la simulación es la de los percentiles, ya que sirven para establecer rangos de los valores de la

TIR de los capitales propios tanto en el peor como en el mejor de los escenarios posibles definidos.

Si comparamos cómo se agrupan los valores del caso central respecto a lo que nos dice la simulación, parece claro que el caso base bancario ha sido conservador, ya que la TIR de los capitales propios del caso base se sitúa en el 8,8%, que responde a un escenario que estaría centrado entre el percentil P10 y P20 más pesimista.

Se detallan a continuación los valores de los diferentes percentiles después del millar de simulaciones.

Tabla VI.13. Resultados obtenidos de la simulación. Percentiles

Percentiles:	Forecast values
P0	8,0%
P10	8,6%
P20	8,8%
P30	8,9%
P40	9,1%
P50	9,2%
P60	9,3%
P70	9,4%
P80	9,6%
P90	9,8%
P100	10,8%

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

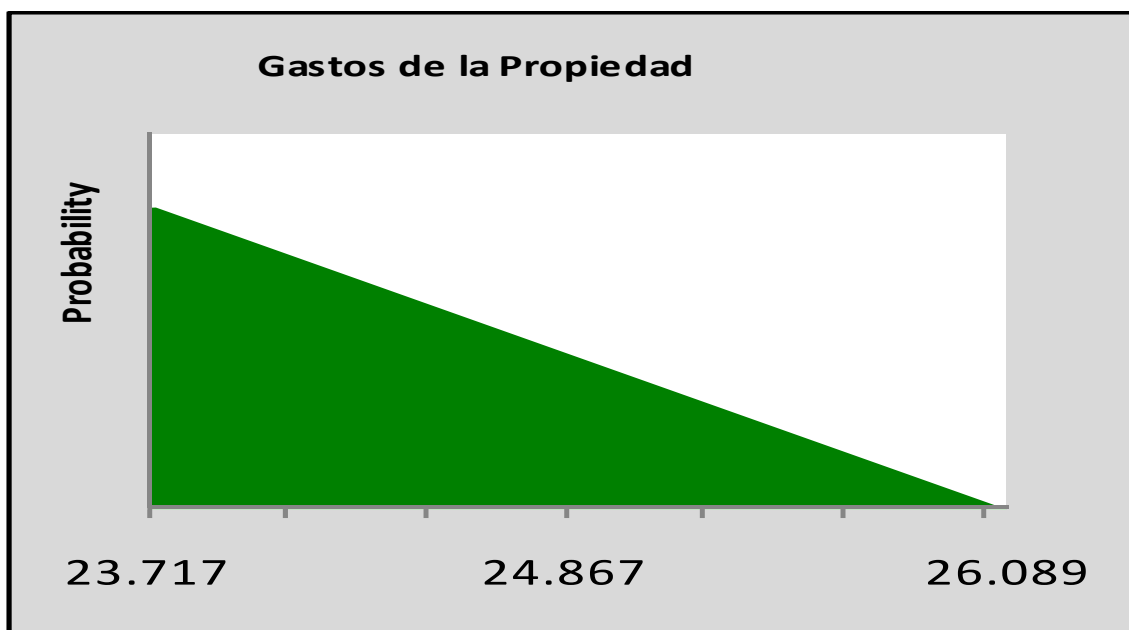
Tal y como se aprecia en la tabla anterior, la realidad es que las TIR de los capitales propios se mueven en un rango del 8,0% al 10,8%.

En cualquier caso, parece evidente que incluso en el peor de los escenarios, la tecnología cilindro parabólica en EEUU es capaz de al menos igualar los niveles de rentabilidad medios de otras alternativas de inversión disponibles en los mercados financieros (renta variable).

A diferencia de lo que ocurría en el caso cilindro parabólico en Europa, el rango alto de la rentabilidad del proyecto no es tan sumamente diferente del escenario central, ya que supone una mejora de rentabilidad de 200 puntos básicos.

Hemos seleccionado las mismas hipótesis que en el caso de la torre central, pero para algunas de ellas se han seleccionado funciones de probabilidad triangulares.

Gráfico VI.76. Hipótesis empleadas en la simulación



Mínimo 23,717 Más Probable: 23,717 Máximo: 26,089

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Asumimos un valor para los gastos de la propiedad mínimo de 23,7 Mn €, que es el valor que se ha asumido en el caso base.

A partir de ahí, en la simulación consideramos que es posible que se produzca una desviación negativa (de incremento de gasto) de hasta un +10% respecto del valor mínimo y central.

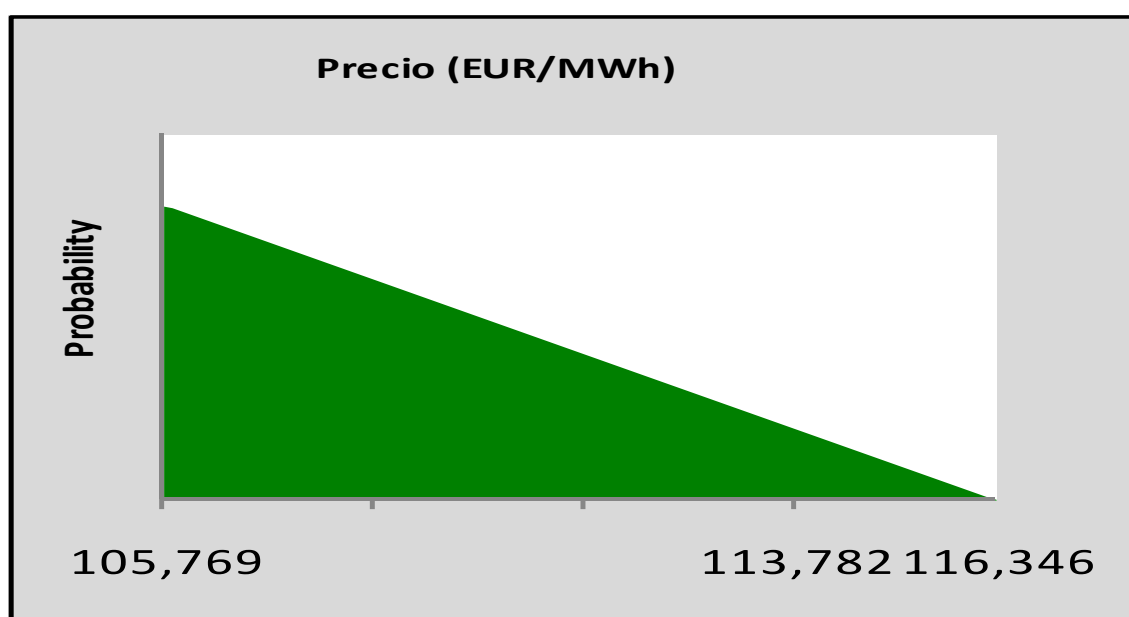
Lo que definimos es una función de probabilidad triangular, de forma que los valores más probables son los 23,7 Mn € y asignamos una probabilidad muy baja de que la desviación alcance el máximo del +10% respecto del valor central.

Respecto al precio de la electricidad, aquí no cabe como en casos anteriores (en Europa con sistema de tarifas), asumir la tarifa eléctrica regulada, ya que dicha remuneración dependerá del contrato *ad hoc* firmado de PPA para cada instalación.

En el caso norteamericano, esto se complica adicionalmente por el hecho de que al ser un mercado liberalizado, no toda la generación se remunera de forma homogénea, ya que en función de la demanda y la franja horaria del día, se paga un precio completamente diferente.

Hemos asumido una remuneración media del MWh de 105,769 EUR, que también es la mínima en función del contrato PPA, pero al tiempo, se considera una cierta capacidad de mejora de la tarifa en función de la evolución de la demanda y otros factores horarios.

Gráfico VI.77. Hipótesis empleadas en la simulación



Mínimo 105,769 Más Probable: 105,769 Máximo: 116,346

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

La siguiente hipótesis escogida es el precio del EPC. Aunque por definición se trata de un contrato cerrado en precio y plazo, la realidad demuestra que por diferencias de alcance, órdenes de cambio e imprevistos, siempre acaban teniendo alguna desviación. Por esa razón hemos asumido una función de distribución de probabilidad triangular, definiendo el precio del EPC dado por el contratista como valor mínimo y más probable (1.459 Mn €) y una desviación máxima del +10% respecto al valor del contrato EPC original.

No se considera un rango inferior al montante del precio del contrato sencillamente porque si la planta se construyera por un precio inferior al pactado en el EPC, los ahorros serían consolidados íntegramente por el contratista, de forma que no se le transferiría nada de ese menor precio

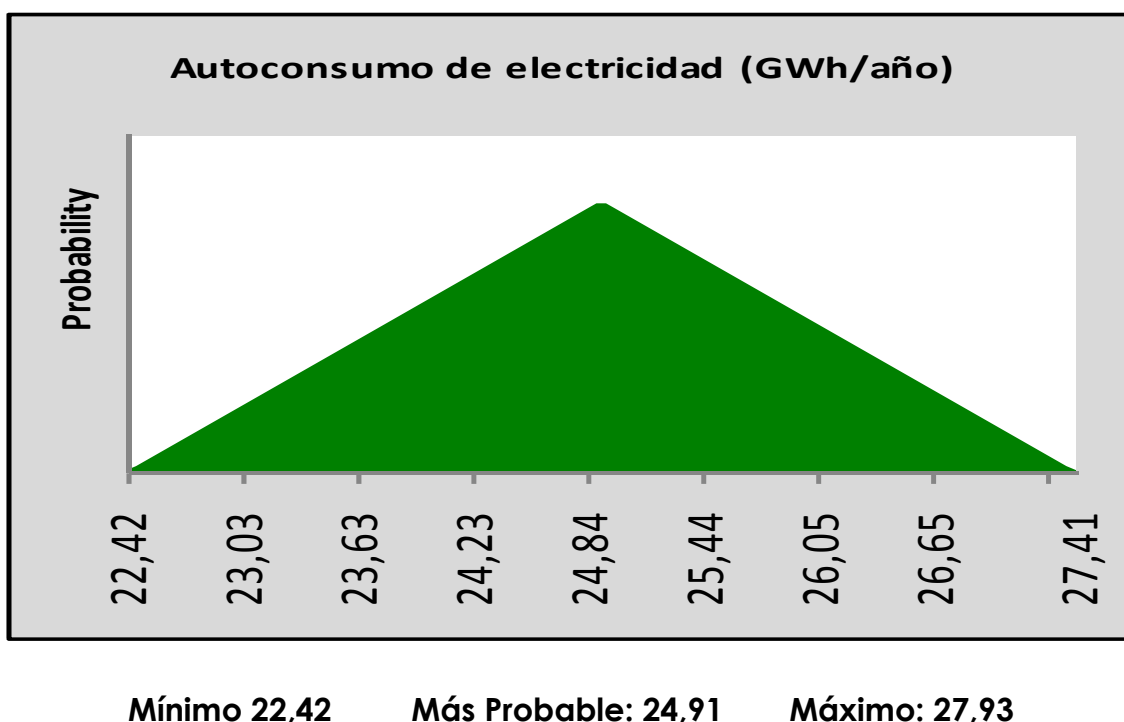
Respecto a la producción eléctrica, no hay que olvidar que el punto de partida es el “caso base bancario”, en el que se emplea la “producción garantizada” por el contratista, que generalmente siempre es un valor muy conservador.

Por esta razón asumimos que la producción mínima y más probable es la garantizada en el contrato EPC, pero que existe un margen de mejora del +10% respecto a la producción garantizada.

En el siguiente caso, el autoconsumo eléctrico, se ha escogido una distribución triangular de probabilidad ante la mayor certidumbre técnica para acotarla en su rango máximo y mínimo.

Sin embargo, sí hemos querido analizar su impacto sobre el escenario de TIR ya que es un valor que supone la reducción de la generación bruta de la planta, y por ello, tiene una importancia cuantitativa muy relevante.

Gráfico VI.80. Hipótesis empleadas en la simulación

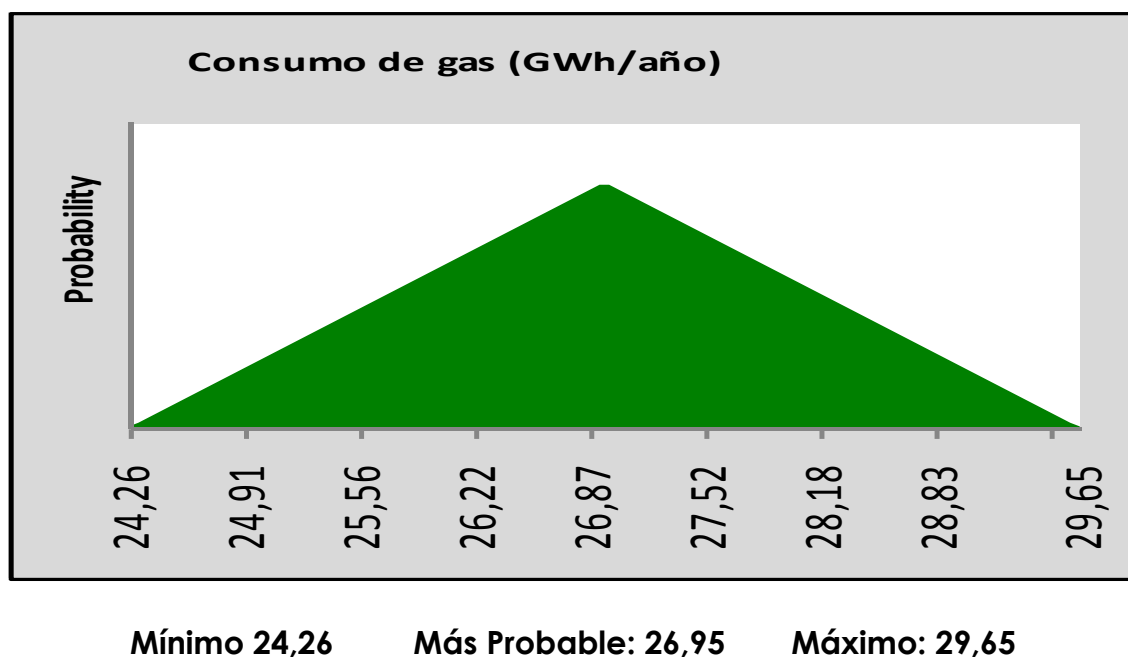


Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

De igual modo, se ha escogido el consumo de gas como otra de las hipótesis a incluir en la simulación, ya que su consumo es el principal gasto operativo del desarrollo termosolar.

En este caso, el conocimiento técnico de los consumos de gas natural sí permite acotar a través de una distribución de probabilidad triangular el rango de variación de esta variable. Su importancia económica, es también muy relevante, ya que su consumo está directamente relacionado con la producción de la planta.

Gráfico VI.81. Hipótesis empleadas en la simulación



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

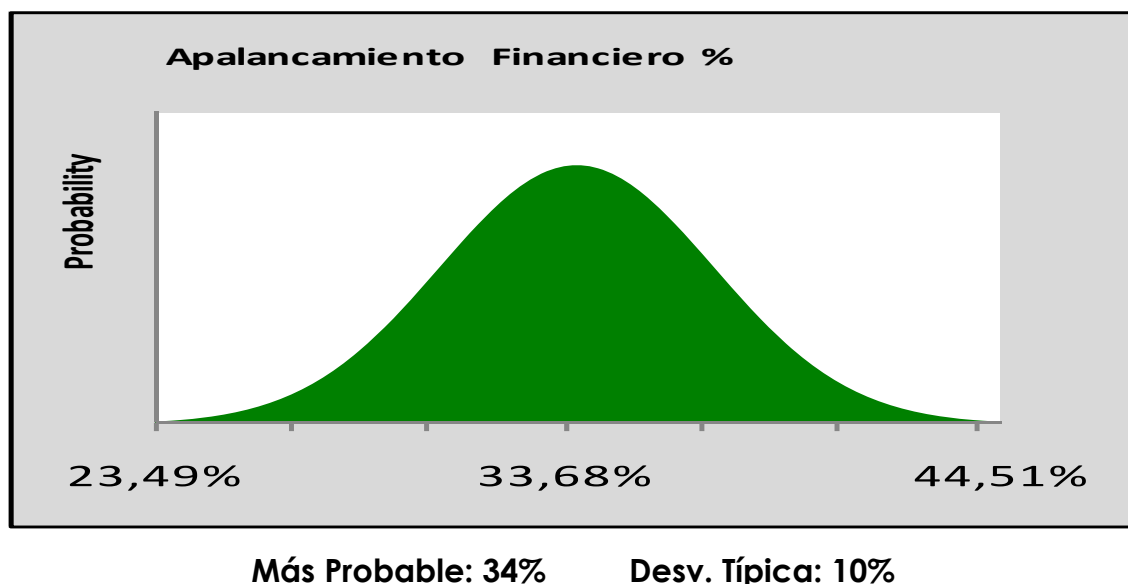
Por último, se ha escogido como hipótesis para la simulación el apalancamiento financiero de la planta. Aunque el proyecto se financió en el entorno del 34%, se ha considerado razonable considerar una variabilidad del +/-10% en el grado de apalancamiento en función del momento de mercado en el que se intentara cerrar la financiación estructurada del proyecto termosolar.

La realidad es que en el mercado internacional, los proyectos termosolares han conseguido un endeudamiento que oscilaba entre el 60% y el 80%, pero la realidad cambia radicalmente en el mercado norteamericano como ya hemos explicado, porque un 30% es financiación vía créditos fiscales y porque la financiación bancaria es muy inferior (34% de los fondos necesarios) y a plazos inferiores en EEUU que en Europa.

Por esa razón, se ha escogido una función de probabilidad de una "normal", estableciendo una desviación típica del 10% respecto a ese

valor central. En ambos casos, hemos tomado como referencia los valores de apalancamiento que estarían disponibles en el mercado bancario norteamericano, ya que éste es el único país en el que hay experiencias reales de financiación de los dos tipos de tecnologías.

Gráfico VI.82. Hipótesis empleadas en la simulación



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Como conclusión de la simulación de Montecarlo, parece claro que el millar de escenarios analizados arrojan un valor medio de rentabilidad para el capital propio del 9,2%, por encima del valor que arrojaba el caso base (TIR de los capitales propios del 8,8%).

Quiere decir por tanto, que la simulación arroja bastante seguridad al caso bancario, ya que parece apuntar claramente hacia valores más optimistas, dejando el caso bancario como un escenario más conservador.

La rentabilidad resultante de los escenarios más negativos sigue mostrando valores todavía atractivos para un inversor si se comparan con otras posibles alternativas de inversión, ya que se situaría al mismo nivel (8%) de la rentabilidad media de la renta variable (8%). De igual forma el rango más optimista de rentabilidad supondría batir en más de 280 puntos básicos la rentabilidad de las acciones en los plazos largos. Por esta razón, un inversor al analizar los resultados de la simulación, puede llegar a la conclusión de que a pesar de los dos riesgos más significativos de este tipo de proyectos (financiero y técnico), se encuentra ante una alternativa de inversión atractiva por su perfil de riesgo / rentabilidad esperada.

6.4.2.5 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de sistema mixto de incentivos fiscales más los contratos de PPAs.

Las principales conclusiones a las que podemos llegar después de analizar el plan de negocio óptimo en el mercado norteamericano son:

- Estamos ante inversiones cuyos retornos de accionista son bajos en comparación a otras inversiones termosolares, por ejemplo en Europa bajo el sistema tarifario. Aún así, rentabilidades del 8,8% a nivel TIR de los capitales propios siguen siendo muy atractivas en comparación con otros productos de inversión de los mercados financieros.
- Al igual que en el caso anterior, los principales riesgos son "técnicos" y cuya mitigación se consigue a través de las economías de escala de la construcción de muchos proyectos.
- Sin embargo, en el caso norteamericano aparecen dos riesgos financieros nada despreciables frente al sistema tarifario: no se elimina el riesgo de demanda al no existir garantía de compra del total de producción en el contrato PPA y adicionalmente, al ser la contraparte de dicho contrato PPA una entidad mercantil privada, existe un riesgo de quiebra o falta de solvencia²²² que

²²² Sin ir muy lejos en términos temporales, conviene recordar por ejemplo el caso de la empresa Enron, cuya quiebra sorprendió a la comunidad inversora a nivel internacional. Enron provocó pérdidas millonarias para los principales bancos y fondos de inversión de EEUU, miles de despedidos con la jubilación en juego, "apagones" en el debilitado sector eléctrico, y lo que es peor: una súbita desconfianza del público en la transparencia de las grandes empresas del país, clave de la solidez bursátil. La quiebra presentada por Enron, la séptima empresa de EEUU, arrastró a muchos. Enron era la líder en el mercado energético con presencia en todo el mundo y con intereses en telecomunicaciones, servicios financieros e industria papelera. Su portal de comercio electrónico EnronOnline registraba más de 5.000 transacciones diarias, la base de los más de 100.000 millones de dólares facturados en el 2000. Su posición de árbitro eléctrico en EEUU era tal que el gobierno republicano de Bush le pidió ayuda para redactar un controvertido plan energético nacional que iba a salvar el país de la catástrofe eléctrica californiana. Enron era presentada como un modelo de eficacia en la canalización de recursos energéticos. Era vendedora de todos los minoristas y compradora de todos los mayoristas.

La inesperada liquidación de Enron cuestionaba nuevamente a los "gurús" del análisis de Wall Street, incapaces de leer ni siquiera en la letra pequeña de la cuenta de resultados. La firma Lehman Brothers, por ejemplo, mantuvo la calificación de "compra fuerte", en medio de toda la debacle. Lehman era el principal asesor en la fallida fusión con Dynegy. Entre sus accionistas figuraban fondos de la talla de Alliance Capital (5,78%), Janus Capital (5,56%) y el propio Citigroup (2,79%).

pondría en peligro la viabilidad financiera de la inversión termosolar.

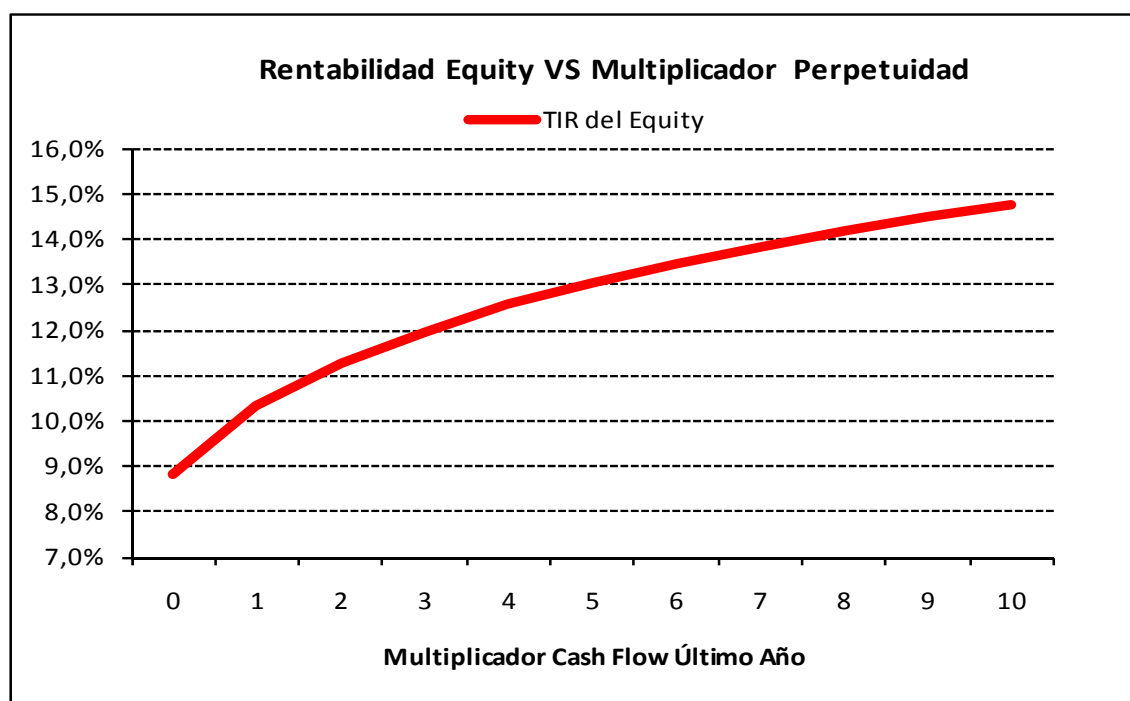
- Como ya hemos señalado en el caso anterior, en este caso norteamericano se trata de una inversión poco correlacionada con el entorno económico. Sin embargo esa vinculación es en este caso superior al caso tarifario europeo por la existencia del riesgo demanda (en caso por ejemplo de una fuerte contracción de la actividad del país) y por el riesgo de solvencia financiera de la contraparte (cuya salud financiera sí que puede estar obviamente influida por una coyuntura económica concreta).
- La no existencia de un marco normativo que aporte el factor de tranquilidad que supone la eliminación del riesgo de demanda reduce la "financiabilidad" del proyecto. Esta es sin lugar a dudas la mayor diferencia con el caso europeo: los accionistas norteamericanos se ven forzados a contribuir con muchos más recursos propios que los inversores europeos. Las razones se han ido mencionando con anterioridad:
 - Menor madurez del sistema financiero norteamericano, que conoce menos y tiene menos experiencia en la financiación de los proyectos renovables a plazos tan largos.
 - La no existencia de un marco normativo hace que los proyectos se apalanquen hasta niveles inferiores (ceranos al 50% una vez descontados los ITCs) ya que sigue vivo el riesgo de demanda y de insolvencia de la contraparte.
 - La menor duración temporal de los contratos PPAS (típicamente en torno a 15 años aunque ampliables por periodos adicionales de forma automática) frente a las tarifas cuya garantía se extiende hasta los 25 años, lo que provoca que las financiaciones se aborden a plazos menores, o que incluso se contemplen re-financiaciones a mitad de la vida del proyecto.
 - Un parte muy importante de la generación de caja del proyecto descansa en la monetización de los créditos fiscales (ITCs) para lo que se necesita un mercado líquido,

El 30 de octubre de 2001 Moody's bajó el credit rating de Enron hasta Baa2 desde Baa1, dos niveles sólo por encima de la calificación crediticia de "bono basura". Standard & Poor también bajó el rating hasta BBB+, el equivalente al rating de Moody.

con suficientes contrapartes y que aplique descuentos razonables.

- Los planes de negocio “tipo” en el campo termosolar bajo el sistema mixto suelen ser menos conservadores, ya que normalmente contemplan una vida útil para el activo más allá de la duración del contrato PPA. Es decir, se asume que si no es con esa empresa, se podrá renovar un contrato PPA similar con otra eléctrica en similares condiciones, ya que los *Renewable Portfolio Standards* obligan al sector a ello. Adicionalmente, por toda la complejidad administrativa y medioambiental que supone poner en marcha un activo de generación en el mercado norteamericano, los planes de negocio sí contemplan un valor residual para el activo, y la experiencia demuestra que este ejercicio es bastante realista²²³.

Grafico VI.83. Sensibilidad de la TIR a la inclusión del valor residual

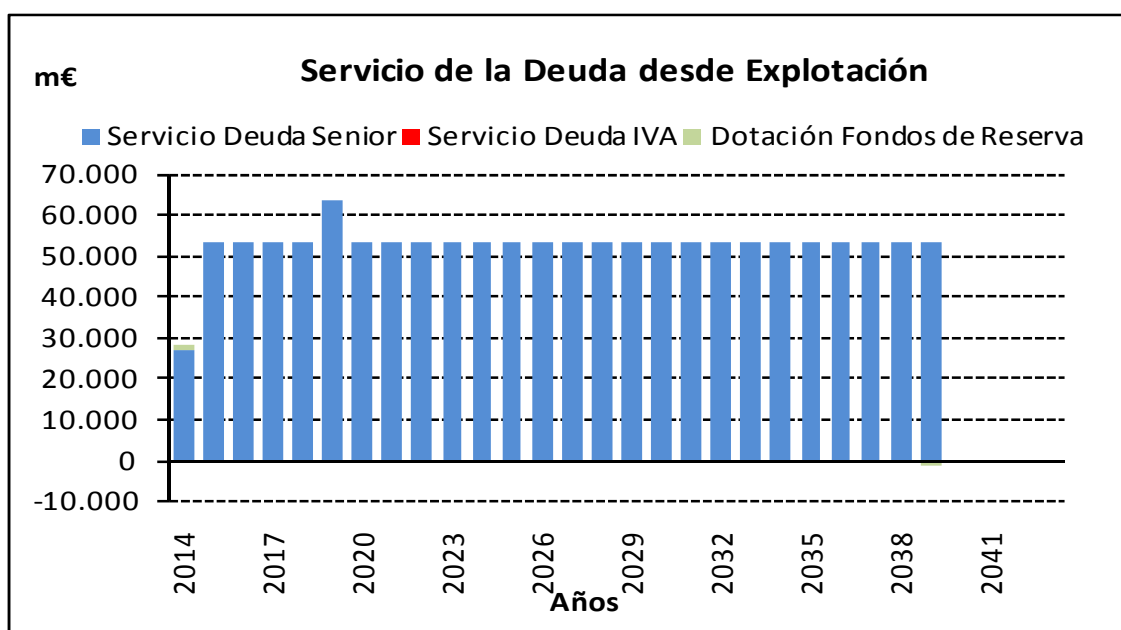


Fuente: Elaboración propia.

²²³ Véase por ejemplo el caso de las plantas SEGS, cuyo valor residual según las últimas transacciones conocidas ha estado por encima de los 30 Mn USD. La compañía Cogentrix, filial al 100% de Goldman Sachs compró en 2009 una de las plantas SEGS cuyo funcionamiento estaba cercano a los 30 años por un importe de 32 Mn USD. Para más información, se pueden ampliar los detalles en la página web: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/03/cogentrix-energy-acquires-segs-i-and-ii>

- La estabilidad y previsibilidad de los flujos de caja bajo un sistema mixto es ciertamente menor, por lo que aleja el modelo de negocio de ser un “proxy” al bono del estado norteamericano como afirmábamos en el caso del proyecto español. Esto es especialmente perceptible si atendemos a la evolución del servicio de la deuda en el plan de negocio dibujado a tal efecto.

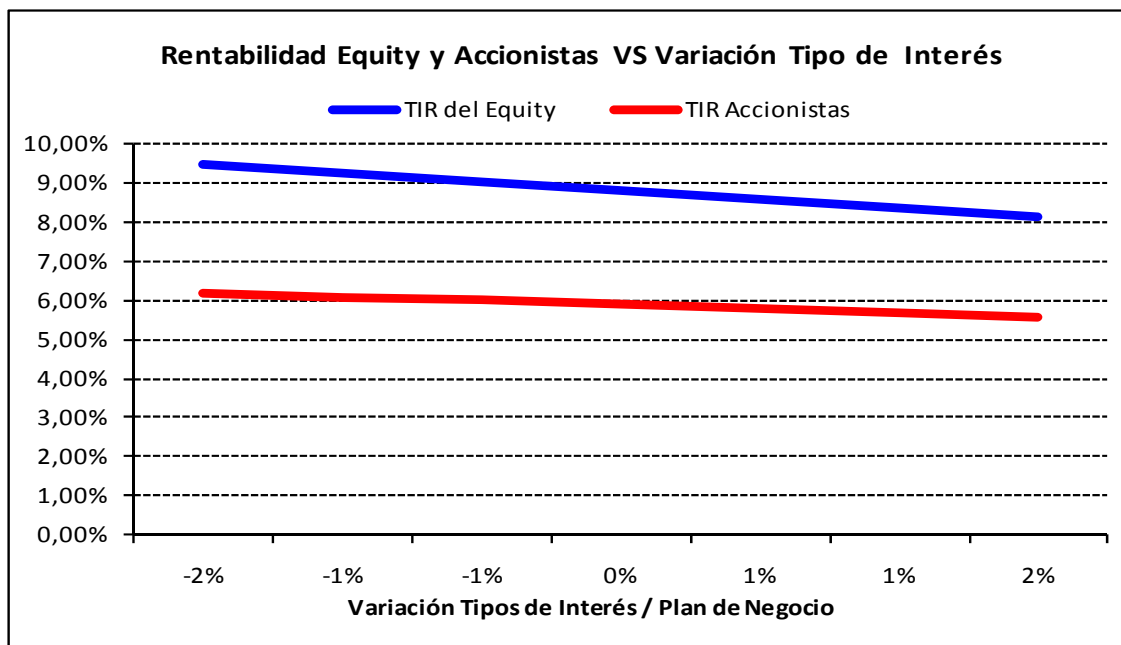
Grafico VI.84. Evolución del Servicio de la Deuda



Fuente: Elaboración propia.

- A pesar de los menores apalancamientos alcanzados en los proyectos termosolares, la variación de las rentabilidades ante fluctuaciones en los tipos de interés no es extraordinariamente elevada. En realidad, en los contratos de financiación lo que ocurre es que las entidades financieras obligan a los promotores a la contratación de derivados sobre los tipos de interés, generalmente para convertir la parte variable del tipo de interés (el LIBOR en los planes de negocio en EEUU) en un tipo fijo. Generalmente, el producto empleado a tal efecto es un *Interest rate swap* (IRS). En nuestro modelo, tal y como hemos apuntado en párrafos anteriores, asumimos una financiación *plain vanilla* a 28 años sin coberturas de ningún tipo, ya que implícitamente asumimos la existencia de una refinanciación intermedia al reconocer que esos plazos de 28 años no son hoy día “aprobables” por parte de ninguna entidad financiera.

Grafico VI.85. Sensibilidad de la rentabilidad frente a cambios en tipos de interés



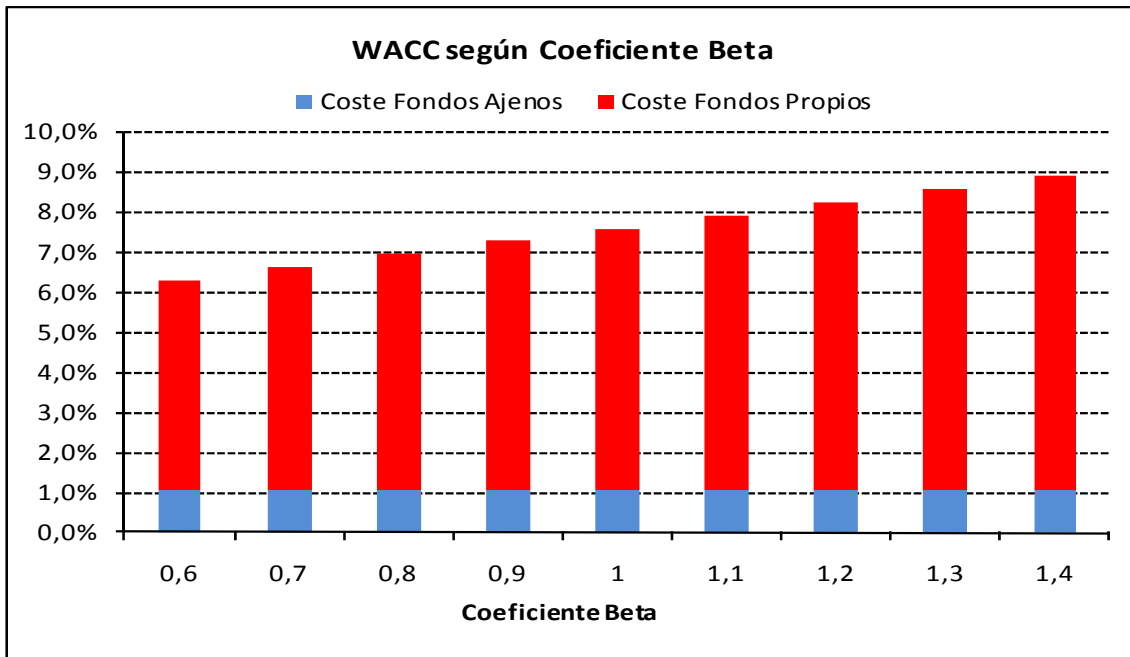
Fuente: Elaboración propia.

- Tal y como hemos señalado en apartados anteriores, los dos riesgos principales que se han identificado en un proyecto termosolar en el mercado norteamericano son el riesgo financiero asociado al riesgo de demanda y de solvencia financiera de la contraparte y el riesgo técnico.

Así, financieramente, como se trataría el riesgo técnico de un riesgo que afectaría al proyecto termosolar durante toda su vida, eso querría decir que una vez identificado el mismo, habría que incorporarlo al modelo de negocio. Al tratarse de un riesgo “estructural” del negocio y no coyuntural que afecte a un par de ejercicios económicos, el lugar para su reflejo es la tasa de descuento, el coste de capital o WACC (*weighted average cost of capital*). Esta misma reflexión habría que aplicarla al riesgo financiero relacionado con el riesgo de demanda y con el riesgo de contraparte, si bien este último es mitigable mediante algunos instrumentos financieros.²²⁴

²²⁴ Los *Credit Default Swaps (CDS)* no dejan de ser un contrato de seguro, en donde a cambio de pagar una prima, el tenedor de un crédito puede asegurarse ante el riesgo de impago de un crédito que haya concedido. Los CDS fueron ideados por JP Morgan en 1990 para cubrir sus riesgos crediticios y hoy forman un mercado de USD 62 billones.

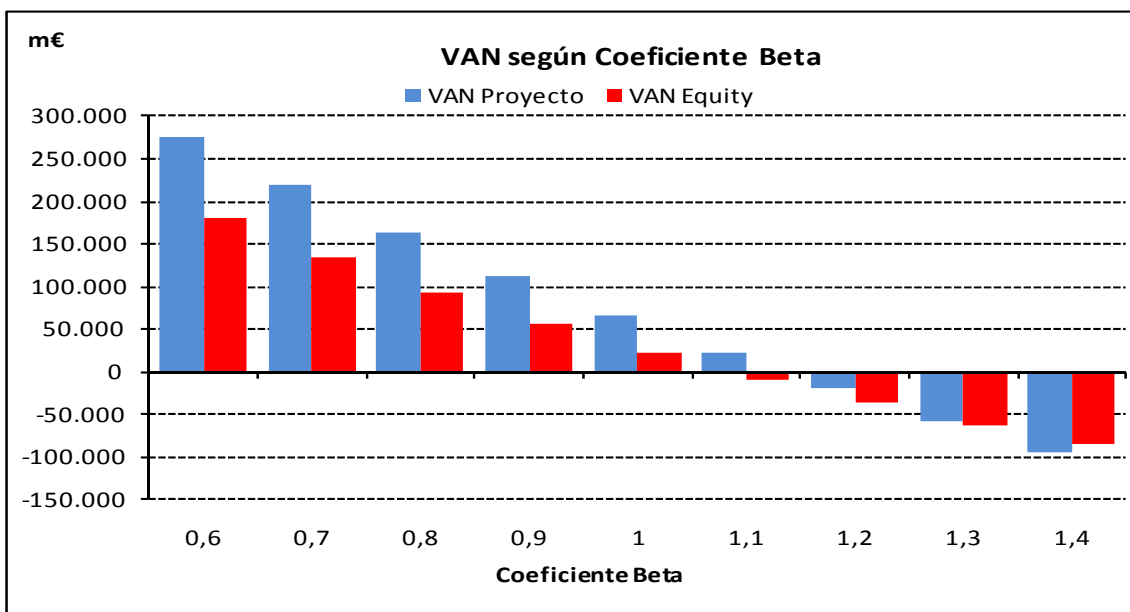
Grafico VI.86. WACC según perfil de riesgo en el coeficiente beta



Fuente: Elaboración propia.

El incremento de riqueza del accionista estará íntimamente relacionado con el riesgo técnico y financiero del proyecto.

Grafico VI.87. VAN según el riesgo incorporado en el coeficiente beta

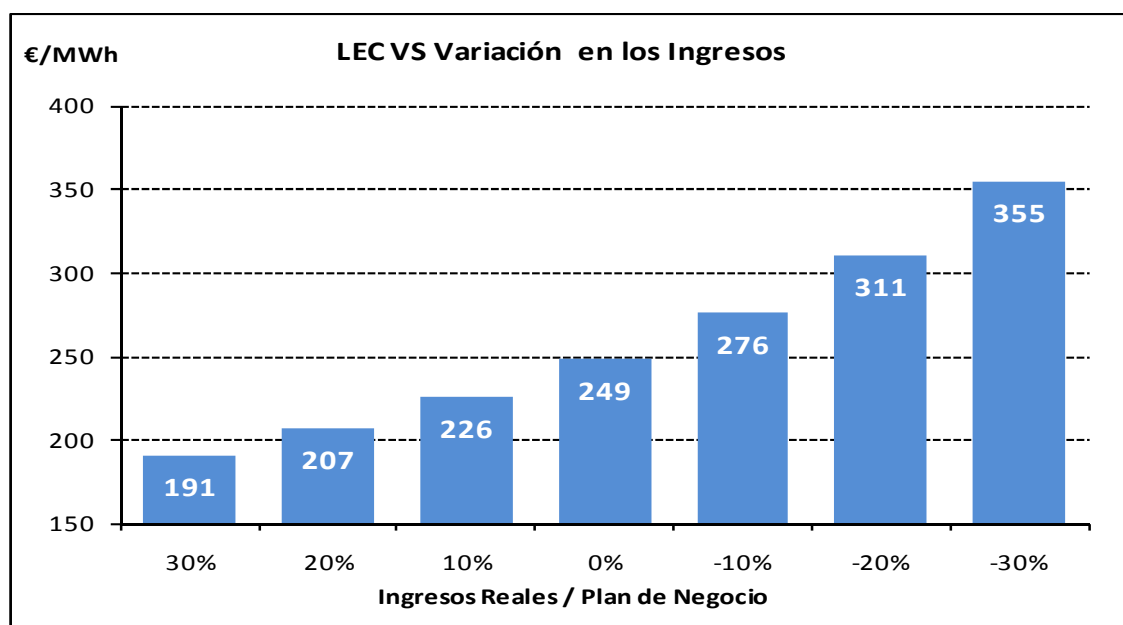


Fuente: Elaboración propia.

- En términos de LEC²²⁵ (*Levelized Electricity Cost*), que es la referencia más común en el mundo de la energía a la hora de hacer comparaciones, el desarrollo norteamericano arroja valores más atractivos que el desarrollo europeo, fundamentalmente debido a la limitación técnica en 50 Mw de éste último y a la generosidad de la tarifa. El LEC para el proyecto en EEUU asciende a los 249 €/MWh frente a los 327 €/MWh que presentaba el proyecto español bajo la misma metodología de cálculo del LEC.

Este criterio de LEC como ya señalábamos con anterioridad, tiene en cuenta los costes de la inversión y también los costes de la financiación para llegar a producir un “coste homogéneo” de la electricidad como base de comparación.

Grafico VI.88. Sensibilidad de las rentabilidades a la evolución de los planes de negocio



Fuente: Elaboración propia.

Se ha calculado en el caso anterior el LEC para el proyecto cilindro parabólico bajo un entorno mixto de remuneración (PPA más ITCs) como el norteamericano y se ha realizado un análisis de sensibilidad a la posible evolución futura de los ingresos del plan de negocio.

²²⁵ Se entiende por COE o LEC (*Levelized Cost of electricity*), el coste constante en la divisa correspondiente del precio de la electricidad que se requiere a lo largo de la vida de la planta para cubrir los gastos de operación, de capital y la retribución del accionista.

6.4.3 Conclusiones del análisis de los planes de negocio en un entorno de mezcla de iniciativa privada y apoyo público.

Se revisará en este apartado para el caso norteamericano las variables que mejor expliquen la situación actual de su mercado renovable. Lo primero que hay que señalar es que el mercado norteamericano es un “neonato” en términos del mercado termosolar, pero no lo es si atendemos a otras tecnologías renovables. En el tercer trimestre de 2009 según la AWEA²²⁶, la capacidad eólica instalada en Estados Unidos superaba los 31.000 Mw, lo que supone aproximadamente un cuarto de la capacidad eólica instalada a nivel mundial.

Esto quiere decir que el mercado norteamericano está plenamente familiarizado con las energías renovables, si bien es cierto, en la última década se ha centrado mucho más en la promoción de la energía eólica que en ninguna otra.

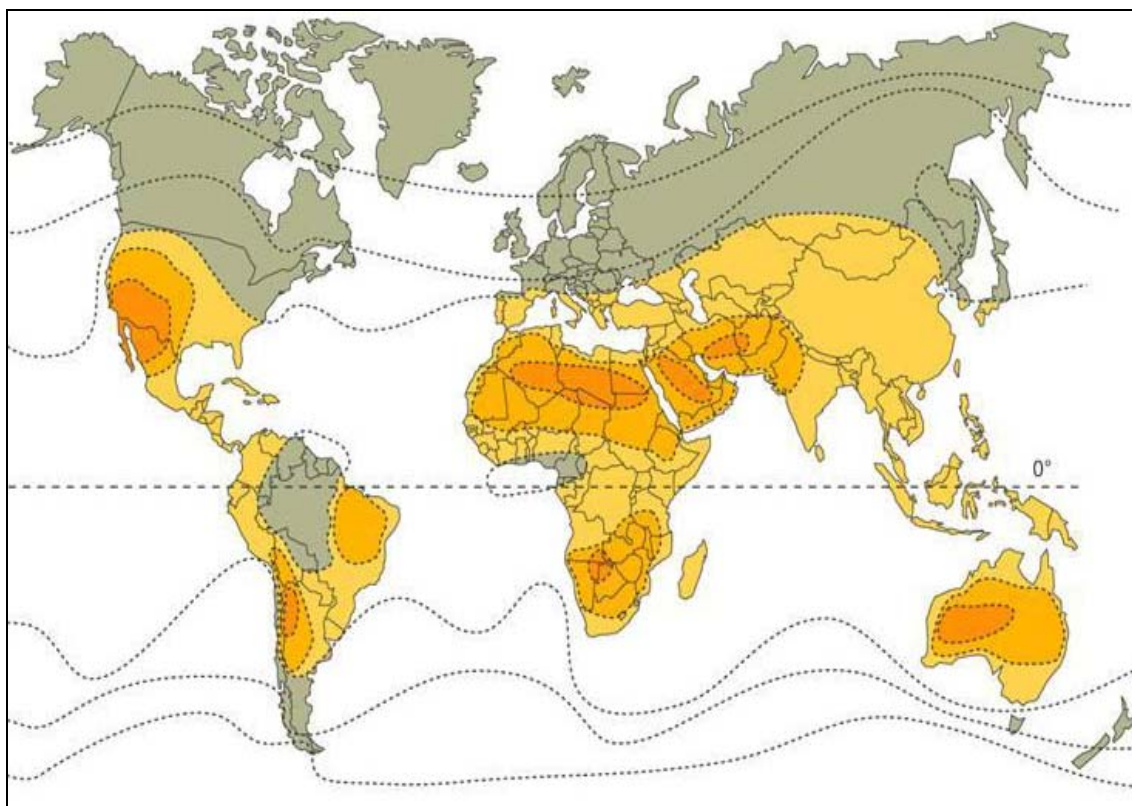
Por tanto, el mercado norteamericano conoce las renovables, pero las características específicas de la energía termosolar hacen que muchas de las claves de la eólica (de promoción, financiación, etc.) no sean directamente exportables al campo termosolar.

Respecto al recurso natural, Estados Unidos presenta dentro de su territorio zonas absolutamente óptimas desde el punto de vista de la irradiación solar. No sólo por la irradiación solar directa propiamente dicha, sino también por la menor presencia de nubes, y de gases, polvo y aerosoles en suspensión que reducen la radiación directa a nivel del suelo.

Reproducimos a continuación el mapa de irradiación solar a nivel mundial, a través del cual se puede apreciar cómo la zona del suroeste norteamericano y la zona de Oriente Medio son óptimas desde el punto de vista de la irradiación y con valores de recurso solar significativamente superiores a los valores registrados en las mejores ubicaciones físicas de Europa (claramente ubicados en España).

²²⁶ Se puede consultar y hacer un seguimiento trimestral de la capacidad eólica instalada en EEUU a través de los informes de la American Wind Energy Association. Para ampliar la información, consultar su página web: <http://www.awea.org/>. Los estados más importantes en cuanto a capacidad instalada son los siguientes: Texas (8,797 MW), Iowa (3,053 MW), California (2,787 MW), Minnesota (1,805 MW) y Oregon (1,659 MW).

Grafico VI.89. Mapa de irradiación solar a nivel mundial.



Fuente: Protermosolar

Otro de los factores que se han apuntado como potencialmente diferenciales entre distintas zonas geográficas es el de la “capacidad tecnológica”. Con esto nos referíamos a la disponibilidad de los recursos tecnológicos suficientes como para acometer una inversión en una planta termosolar con suficientes garantías.

Parece claro apuntar que EEUU sí tiene una capacidad tecnológica avanzada de base como para poder acometer estas inversiones con garantías. Es más, tal y como se señaló en epígrafes anteriores, es la cuna donde nacieron los primeros proyectos industriales de plantas termosolares cilindro parabólicas (las SEGS en California) y de torre central (“Solar Two”). Lo que ocurrió simplemente es que el abaratamiento de los combustibles fósiles hizo que la industria norteamericana y la iniciativa pública²²⁷ perdieran interés por el

²²⁷ Para más información acerca de esta iniciativa pública, se puede consultar la página web: <http://www.nrel.gov/docs/fy99osti/24643.pdf> en la que se da cumplida cuenta del enorme esfuerzo de promoción y financiación llevado a cabo por el Department of Energy norteamericano.

desarrollo de unas tecnologías tan caras en comparación con un petróleo que se normalizaba por debajo de los 40 USD/barril.

Como ya se ha apuntado, en la década de los ochenta, el conocimiento tecnológico se encontraba más en EEUU que en ninguna otra parte del mundo. Sin embargo, en el momento actual, ese mayor conocimiento técnico se encuentra localizado mucho más en Europa.

Hay que hacer una mención especial a la red de transporte de la energía²²⁸, ya que la disponibilidad de los puntos de enganche de las nuevas instalaciones es sin duda un cuello de botella en muchos lugares que limita el crecimiento de las renovables.

En el mercado norteamericano no existe un monopolio como ocurre por ejemplo en España con Red Eléctrica, capaz de priorizar, mantener y desarrollar una única red de transporte que responda a las necesidades energéticas del país.

Por el contrario, el sistema eléctrico de Estados Unidos está dividido en tres grandes zonas: el "este", el "oeste" y la red de Texas. La diferencia no es que sea diferente tensión ni diferente frecuencia eléctrica, la diferencia es que los sistemas están desfasados.

Esto significa que la energía solar producida en el desierto de Arizona no puede ser transportada a Texas, ni la eólica producida allí transportada al este. Podría parecer algo sin importancia si no fuera porque con el desarrollo de las energías renovables no se puede generar donde se quiere, sino donde está el recurso natural, y por ello, el transporte y la interconexión son tan importantes.

Hay actualmente un proyecto de interconexión de las tres redes que se ubicaría en Clovis, Nuevo México, que ha sido bautizado como "Tres Amigas" que principalmente consistirá en una macro-subestación que se encontraría a menos de 100 millas de otras subestaciones de las tres redes con el fin de interconectarlas a gran escala, puesto que en ese punto ya existe alguna conexión entre las zonas este y oeste, pero que son de poca potencia.

²²⁸ La mejora de la red de transporte en EEUU ha sido una de las máximas preocupaciones del Department of Energy (DOE) norteamericano, de forma que no ha escatimado en la dotación presupuestaria del proyecto "Smart grid", encaminado a la mejora de la infraestructura de transporte de electricidad en suelo norteamericano. De hecho, "The American Recovery and Reinvestment Act of 2009" (Recovery Act) fue firmado por el Presidente Obama el 17 de febrero de 2009. Esta ley constituye un esfuerzo sin precedentes de modernización de la infraestructura del país y contribuir de forma decisiva a la independencia energética de los Estados Unidos.

De producirse esta circunstancia, esto sería muy positivo para la energía renovable, ya que aumentaría el número de compradores potenciales. Por ejemplo, si el viento sopla fuerte en Texas, y hay un excedente de energía eólica, podría ser vendida a la red oriental a un mejor precio que el mercado local (el tejano) donde la oferta está temporalmente superando a la demanda.

La propuesta de la subestación, que funcionaría como una "rotonda energética", utilizaría un cable superconductor de *American Superconductor Corp*²²⁹ (Massachusetts), capaz de transportar 5.000 megavatios de electricidad – equivalente aproximadamente a la producción de cinco reactores de energía nuclear. El cable superconductor se enfría a -150° centígrados, lo que aumenta su capacidad de carga, y reduce pérdidas.

Como las tres redes no están sincronizadas, sería necesario convertir la energía de las tres en una común, que sería corriente continua. De este modo, se colocarían tres convertidores alterna-continua, como ya hay por ejemplo en la interconexión entre Francia y Reino Unido.

Por ahora, y según la información de la que se dispone, parece que Texas va a decir no unirse al proyecto, ya que su red les permite ser muy ágiles y poder construir proyectos de energía eólica de una forma rápida y sin tener tantos problemas burocráticos.

Pero aunque Texas decida no conectarse a las otras redes, esta interconexión sería buena para las redes "este" y "oeste", y la negativa de conexión de Texas a día de hoy no impediría la posibilidad de conectarse en un futuro cercano.

Por otra parte, como ya se ha apuntado, para que se produzca un despegue de las energías renovables, también sería necesario un determinado "contexto económico y social" proclive a ello²³⁰. Es decir,

²²⁹ Para más información corporativa acerca de la empresa, visitar la página web: <http://www.amsc.com/>. Para ampliar la información acerca de la involucración de esta sociedad en el proyecto de mejora de la red de transporte norteamericana, se puede acceder al folleto informativo que actualmente se muestra en la página web: http://www.amsc.com/pdf/SMARTGRID_BRO_0509_FINAL.pdf

²³⁰ Se ha realizado una encuesta por parte de la Universidad de Oxford en colaboración con la empresa de medios Nielsen cuyos resultados pueden consultarse en la página web: <http://blog.nielsen.com/nielsenwire/global/global-survey-concern-for-climate-change-cools-off/>.

incorporar de forma significativa en el portafolio de generación energética un porcentaje relevante de energías renovables tiene claramente un coste para el consumidor final, quien deberá pagar más por el recibo de luz, al menos a corto y medio plazo.

En este sentido el ciudadano norteamericano, tal y como muestran las encuestas de la Universidad de Oxford & Nielsen, muestra tener un nivel de preocupación inferior por el cambio climático que el nivel medio mundial: la inquietud mundial por el cambio climático se ha reducido cuatro puntos respecto a 2007, pasando de un 41% que decía estar "muy preocupada" a un 37% en 2009. En ese mismo periodo, en Estados Unidos, el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero en el mundo después de China, el número de personas "muy preocupadas" ha disminuido a un 25% frente al 34% registrado en 2007. Es decir, hay doce puntos porcentuales de diferencia, de menor preocupación en el mercado norteamericano que en el resto del mundo.

Esta situación se debe fundamentalmente a que hasta ahora, al norteamericano medio apenas le ha "afectado". Es decir, sigue disfrutando de unos combustibles fósiles a unos precios significativamente más baratos que los europeos y no percibe como cercano el riesgo de falta de suministro como sí lo hace por ejemplo el ciudadano europeo²³¹.

"La preocupación mundial por el cambio climático se está enfriando", precisa Nielsen, que vincula la menor intranquilidad con la crisis económica mundial, "dado que ha introducido nuevos motivos de preocupación más palpables e inmediatos".

En concreto, en Estados Unidos, el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero después de China, el número de personas "muy preocupadas" ha disminuido a un 25% frente al 34% registrado hace dos años. En cambio, China se sitúa entre los pocos países que aumentan su preocupación, desde el 30% hasta el 36%.

Los niveles de preocupación más altos se encuentran en Latinoamérica y Asia Pacífico, donde un 96% de los encuestados señalan estar "muy o bastante preocupados", encabezando la lista Filipinas. Por el contrario, en el Este de Europa es donde las personas se muestran menos preocupadas por el calentamiento global, con Estonia en el último lugar, con un 10% que dice sentirse "muy preocupado".

Por su parte, en Oriente Medio y África, el 82% de las personas se siente "muy o bastante preocupadas" por el medio ambiente, un 71% en Europa y un 65% en Norteamérica. En concreto, el 87% confiesa sentirse "muy o bastante preocupados" por el cambio climático, con el porcentaje más alto en Latinoamérica, con un 96%; un 90% en Asia Pacífico; un 85% en Europa; y un 79% de los norteamericanos.

²³¹ Como ya se ha señalado, durante el año 2009, en pleno invierno, los enfrentamientos entre Ucrania y Rusia dieron lugar a la interrupción del suministro de gas para toda Europa. Rusia y Ucrania se intercambiaron acusaciones en relación al conflicto del gas, después de que Moscú anunciara el restablecimiento el suministro el

Por ello, debe tener un nivel de concienciación elevado sobre el desarrollo sostenible de la sociedad como para estar dispuesto a soportar ese extra-coste.

Pero si importantes son los anteriores factores, a nuestro juicio, uno de los grandes "olvidados" es siempre la madurez del "sistema financiero".

Nadie pone en duda que el sistema financiero norteamericano, a pesar de la profunda crisis en la que ha estado sumida, con profundas reestructuraciones y desapariciones de jugadores muy significativos, es lo suficientemente sólido como para afrontar la financiación de este tipo de proyectos.

Aunque se han visto derrumbes espectaculares como el de *Bear Stearns* o la intervención de *Fannie Mae* y *Freddie Mac*, el mercado probablemente no estaba preparado para la caída de un grande.

Lehman Brothers protagonizaba la mayor quiebra en la historia de Estados Unidos. El 15 de septiembre de 2008 *Lehman Brothers*, el cuarto banco más grande de Estados Unidos anunciaba su quiebra. Esto supuso el punto de partida de una reconversión mayúscula de las instituciones financieras norteamericanas.

Pero lo cierto, es que una vez saneados los balances de activos tóxicos, los bancos norteamericanos estarían sobradamente preparados para financiar proyectos termosolares. Cabe preguntarse por qué no habían participado en el pasado en las financiaciones de los pocos proyectos que estaban en construcción antes de la crisis. Y de igual modo, preguntarse las razones por las cuales tampoco la banca norteamericana se mostró especialmente activa en la financiación de los grandes proyectos de infraestructuras en suelo americano²³².

13 de Enero de 2009, a pesar de que el hidrocarburo no llegó a Europa en dicha fecha.

²³² Aunque no es objeto de esta tesis, sí merece la pena observar el caso de las infraestructuras norteamericanas y las carencias de las entidades financieras norteamericanas de cara a su financiación.

Prueba del interés que están tomando los asuntos relativos a la financiación infraestructuras a través de concesiones es el hecho de que el Departamento de Transportes de Estados Unidos ha preparado una legislación modelo sobre PPP (*Public Private Partnership*) con el propósito de proporcionar a los Estados un ejemplo de los elementos básicos que son necesarios en una legislación de asociación público-privada (PPP) para la gestión de los servicios públicos de transporte. Ver para más detalle la página web: (http://www.fhwa.dot.gov/ppp/legis_model.pdf).

La respuesta parece ser evidente: todos estos proyectos requieren un compromiso de fondos a muy largo plazo, generalmente en torno a los 20 años o superior y la banca norteamericana no parece estar todavía preparada para asumir tal nivel de compromiso en términos de plazos tan prolongados.

Es curioso comprobar cómo la mayor parte de los ganadores de esos concursos de asignación de infraestructuras en suelo norteamericano son empresas españolas, cuyo consorcio cuenta en casi todos los casos, con la colaboración, en el aparatado de financiación, con bancos y cajas españolas.

Por tanto, sí parece una conclusión evidente el hecho de que a pesar de que el mercado americano cuenta con una sistema financiero maduro, todavía requiere de un proceso educativo mayor para poder

En estos momentos, más de 23 Estados y territorios tienen legislaciones de asociación público-privado(PPP). Según la revista *Public Work Finanacing* está pendiente de aprobación una legislación que permita la concesión de autopistas de peaje en nueve estados: Arizona, California, Florida, Hawaii, Indiana, Mississippi, Nevada, Tennessee y Virginia. También están en discusión la legislación en Kentucky, Michigan, Oklahoma y Puerto Rico.

Si tomamos datos pre-crisis financiera, y tomamos como referencia el año 2004, la revista revista norteamericana "*Public Works Financing*", en su número especial del mes de Octubre de 2004, inventariaba la situación de la industria mundial, y arrojaba los siguientes datos:

Principales promotores de concesiones de transporte en Estados Unidos.

Empresa	Número de concesiones (*)
ACS Dragados (Spain)	45
MIG / Macquarie Bank (Australia)	23
Laing / Equion (UK)	21
Ferrovial / Cintra (Spain)	20
Sacyr Vallehermoso (Spain)	19
Abertis / La Caixa (Spain)	19
FCC (Spain)	17
OHL (Spain)	17
Cheung Kong Infraestructure (China)	16
Vinci / Cofiroute (France)	15

* carreteras, puentes, túneles, ferrocarriles, puertos, aeropuertos y otras concesiones mayores de 50 m\$ desde 1985

Fuente: Public Works Financing. October 2004.

asumir compromisos de financiación a largo plazo tal y como requieren los proyectos termosolares.

Cabría entonces preguntarse el por qué de la enorme capacidad eólica instalada en suelo norteamericano. Sin embargo, la respuesta es inmediata: los plazos que demandan los parques eólicos son significativamente menores, hasta el punto que los plazos máximos nunca superan los 15 años nominales, ya que con las estructuras de *mini-perm* habituales en el sector eólico, los plazos reales de devolución de la deuda pueden llegar a situarse entre los 5 y los 7 años, plazos mucho más compatibles con los compromisos de fondeo estándares del mercado norteamericano.

Por último, evidentemente, la comparación de la estabilidad y garantía de un sistema de tarifas contra un sistema mixto de PPA más incentivo fiscal no es equilibrada.

Tanto la comunidad inversora como el sistema financiero prefieren claramente un régimen de tarifas frente a un sistema mixto. La parte del incentivo fiscal (típicamente el ITC por un 30% de la inversión) es en cierto modo asimilable al sistema de tarifas en el sentido de que la concesión fiscal arranca de un ente público. Sin embargo, la monetización de dicho activo debe realizarse típicamente en un mercado privado²³³, que requiere de una liquidez y una contraparte.

A pesar de que podríamos asimilar el crédito fiscal “lejanamente” al sistema de tarifas, la otra fuente de remuneración tiene una estabilidad y seguridad significativamente inferior a una tarifa garantizada por un Gobierno. El contrato PPA se firma entre dos entidades mercantiles privadas, y por tanto, su viabilidad financiera y su estabilidad en términos de solvencia son claves para el plan de negocio termosolar en el mercado norteamericano.

En segundo lugar, un marco normativo tarifario elimina el riesgo de demanda, lo cual constituye un factor de garantía adicional que se pierde con un sistema mixto como el norteamericano. Los contratos

²³³ Si bien es cierto, una de las medidas de la Administración Obama ha sido la de crear un fondo público contra el que monetizar los créditos fiscales, sin necesidad de buscar la contraparte en el sector privado con apetito para adquirirlo.

Esto se ha hecho buscando la máxima liquidez de los créditos fiscales, ya que durante los primeros años de la crisis (2007 y 2008) el mercado de los créditos fiscales se volvió prácticamente ilíquido.

PPAs tienen duraciones de 15-20 años²³⁴ a través de los cuales la eléctrica compradora de la generación eléctrica adquiere la producción del proyecto solar bajo determinados condicionantes de demanda y de distribución horaria diaria, de forma que no funcionan en ese sentido como los sistemas tarifarios en los que se garantiza la compra de la totalidad de la producción independientemente de las condiciones en que se produzcan y de su distribución temporal.

En lo que se refiere a los requisitos administrativos necesarios para la ejecución del proyecto, no creemos que existan diferencias significativas entre el mercado europeo y el norteamericano.

Sin embargo sí es cierto que los tiempos de maduración y desarrollo de los proyectos en términos medios suelen ser más prolongados en EEUU (del orden de los 3-4 años) que en Europa (más en el rango de los 2 años). Este mayor tiempo de promoción consumido en proyectos norteamericanos frente a los europeos suele explicarse principalmente por el tedioso proceso administrativo de obtención de los permisos medioambientales, lo cual es significativamente más complicado en el caso norteamericano que en el Europeo²³⁵.

Por todo lo anteriormente apuntado, no es sólo la no existencia de un sistema de tarifas lo que explicaría el menor desarrollo de los proyectos termosolares, sino también la menor madurez y entendimiento de estos proyectos por parte del sistema financiero, un consumidor menos dispuesto a pagar el extra-coste termosolar (no tan perceptible ya en eólico que es, por su madurez tecnológica, competitivo con los combustibles fósiles con un barril por encima de los 70 USD/barril) y un estado de la tecnología puntera, que aunque nació en EEUU, claramente se ha desarrollado mucho más recientemente en Europa.

²³⁴ Sirva como botón de muestra el PPA firmado entre "NEW MEXICO SUNTOWER, LLC" y "EL PASO ELECTRIC COMPANY" celebrado el 17 de octubre de 2008 relativo a la compraventa de energía de origen solar. Puede ser consultado la totalidad del texto legal en: http://agreements.realdealdocs.com/Power-Purchase-Agreement/SOLAR-ENERGY-PURCHASE-POWER-AGREEMENT-2439774/#doc_start. Asimismo, es posible consultar más ejemplos de PPAs de diferentes tecnologías en EEUU en la página web: <http://agreements.realdealdocs.com/Power-Purchase-Agreement/>

²³⁵ Sirva como botón de muestra de ese tedioso proceso el caso del proyecto de NextEra Energy de 250 MW denominado "Beacon Solar Energy Project", el primer proyecto de cilindro parabólico aprobado en décadas por la California Energy Commission (CEC), ya que la última planta termosolar aprobada en California fue una de las plantas SEGs en febrero de 1990. El proyecto llevaba bajo revisión de los permisos desde marzo de 2008. Las principales objeciones venían por el lado de la protección de especies de fauna y flora catalogadas como protegidas y el uso del agua.

6.5 Modelización del caso base financiero en un entorno de sistema de acuerdo entre compañías privadas (PPA –*power purchase agreement*). El caso de la tecnología cilindro parabólica en Oriente Medio & Norte de África.

6.5.1 Ventajas y desventajas del sistema de PPAs puro: lecciones aprendidas

Este es sin lugar a dudas el extremo opuesto al modelo tarifario europeo, en el sentido de que todo el peso de la remuneración de la inversión en una planta termosolar descansa casi exclusivamente en un contrato PPA (*power purchase agreement*). A través del mismo, el productor independiente de energía debe encontrar suficiente remuneración como para hacer frente al servicio de la deuda y remunerar acordemente a los accionistas.

Por tanto, la clave de la rentabilidad de los proyectos radica en la negociación que tiene lugar entre dos entidades privadas, de un lado el productor independiente y del otro, la empresa eléctrica. Bien es verdad que en muchos de los regímenes políticos de la región MENA la mayor parte sino todas las principales compañías eléctricas son públicas o semi-públicas y por tanto, la contraparte es en cierto modo también “pública”, aunque enmascarada detrás de una fórmula mercantil privada.

Desde la óptica de los inversores, lo primero que se aprecia en la comparativa de un sistema puro de iniciativa privada como éste frente a un sistema mixto como el norteamericano o frente a un sistema tarifario como el europeo es una pérdida de garantías. Esto es así en el sentido de que hay un único garante de la remuneración del activo, pero cuya solvencia no está, en principio, respaldada por ningún ente público directamente, ni total ni parcialmente. La garantía descansa por tanto en la solvencia financiera de las partes a largo plazo.

A esto hay que añadir una preocupación adicional que no se había señalado en el caso de Europa o los Estados Unidos y es el tipo de régimen político que impera en muchos de esos países. El hecho de ser en muchos casos dictaduras o regímenes de “falsas” democracias influye sobremanera en el sistema judicial, lo cual quiere decir que la seguridad jurídica de la inversión es notablemente inferior. Uno se puede imaginar que en el caso de una inversión en uno de estos países de la región en torno a la cual haya una disputa teniendo como contraparte del contrato PPA, pongamos por ejemplo, la compañía eléctrica pública del país, la capacidad de influencia y la proximidad al poder

de ésta eléctrica es manifiesta, por lo que en principio cabe pensar que la disputa no tiene por qué discernirse en buena lid entre las partes.

Por tanto, arranca la inversión en esta región con dos desventajas claras a ojos de un inversor internacional: menores garantías por descansar la remuneración en una contraparte en cuya solvencia se debe confiar, y un sistema judicial que puede no ser del todo objetivo a la hora de dirimir diferencias entre las partes.

Normalmente, bajo el contrato PPA típico firmado en la región, el sistema eléctrico tampoco garantiza bajo ninguna circunstancia que el megavatio producido por el activo de renovables vaya a ser íntegramente adquirido, por lo que no elimina el “riesgo demanda” como sí hacía el sistema tarifario europeo.

Por tanto la pérdida de garantía es doble, en el sentido de que debo confiar en la salud financiera de un tercero (la empresa eléctrica) –que suele ser siempre inferior a la salud financiera de un estado en países desarrollados- y además, el marco normativo no garantiza la compra de la generación eléctrica del activo termosolar.

La reacción del inversor ante estos grandes inconvenientes no se hace esperar: o busca el refuerzo de las garantías mediante la involucración de organismos multilaterales internacionales (Banco Mundial, Banco Europeo de Inversiones, etc.) o exige a la inversión una rentabilidad mayor con el fin de remunerar el “extra” de riesgo asumido.

Adicionalmente, claro está que los financiadores también perciben más riesgo en un sistema totalmente privado que en un mixto o tarifario por las razones que se apuntaron anteriormente, y por ello, los niveles de apalancamiento son en términos medios, inferiores. Frente a los ratios de apalancamiento financiero del 75%-80% del sistema tarifario, en el sistema mixto vamos a ratios más en el entorno del 50%. En los sistemas de PPAs privados no es atípico encontrar tramos de financiación públicos o semi-públicos con el fin de no perjudicar adicionalmente el apalancamiento del proyecto. Esto evidentemente tiene un doble efecto negativo sobre la rentabilidad del accionista al incrementar en el proyecto las necesidades de capitales propios al inicio.

Estas razones apuntadas a modo de introducción son lo suficientemente relevantes como para explicar el hecho de que a pesar de tener probablemente las condiciones meteorológicas óptimas, sea la región

del mundo en la que menos han proliferado las energías renovables, y más concretamente la energía termosolar²³⁶.

6.5.2 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de PPAS puros.

6.5.2.1 El modelo financiero: cuentas de resultados, balance y estado de flujos de caja

En el caso de los proyectos de la región MENA, la primera gran diferencia con los europeos y en común con los norteamericanos, es que no existe por ley ninguna limitación a la capacidad instalada, lo que es ya diferencial frente a los proyectos españoles por ejemplo, cuya capacidad estaba limitada a los 50 Mw nominales. El proyecto óptimo técnicamente en el mercado MENA se estima, dado el estado actual de la tecnología cilindro parabólica, en dos veces ese tamaño, es decir, en el entorno de los 100 Mw- 125 Mw y hasta ahora, la mayor parte de los proyectos desplegados en la zona, lo son sin ningún tipo de almacenamiento de sales.

De cara a plantear un modelo de negocio, tomaremos como referencia esa capacidad nominal de 100 Mw. Para su ejecución, se estiman necesarios unos 26 meses de construcción.

Se trata de una planta sin almacenamiento térmico, debido fundamentalmente a que la mayor disponibilidad del recurso solar no justifica en muchas ocasiones el extra de inversión que supone el sistema de almacenamiento térmico considerando que los niveles de irradiación directa en la región son un 30%-35% superiores a los españoles y del orden de un 10% superiores a las mejores zonas norteamericanas.

Tomaremos como referencia de proyecto, el concurso internacional convocado por Masdar en los Emiratos Árabes Unidos denominado "SHAMS"²³⁷

La planta tiene una inversión inicial prevista de 457,9 Mn € que se desglosan en 409,4 Mn € de coste del contrato EPC, gastos de desarrollo o gastos de la propiedad por un montante 17,6 Mn € (reducidos para el

²³⁶ Parece evidente también apuntar que en muchos casos, el menor PIB per cápita de esas regiones hace que se solucionen las necesidades energéticas con soluciones más asequibles que las renovables. También coincide que en muchas de esas zonas geográficas, la disponibilidad de combustibles fósiles a precios realmente baratos, provoca un menor apoyo social y político de las alternativas renovables.

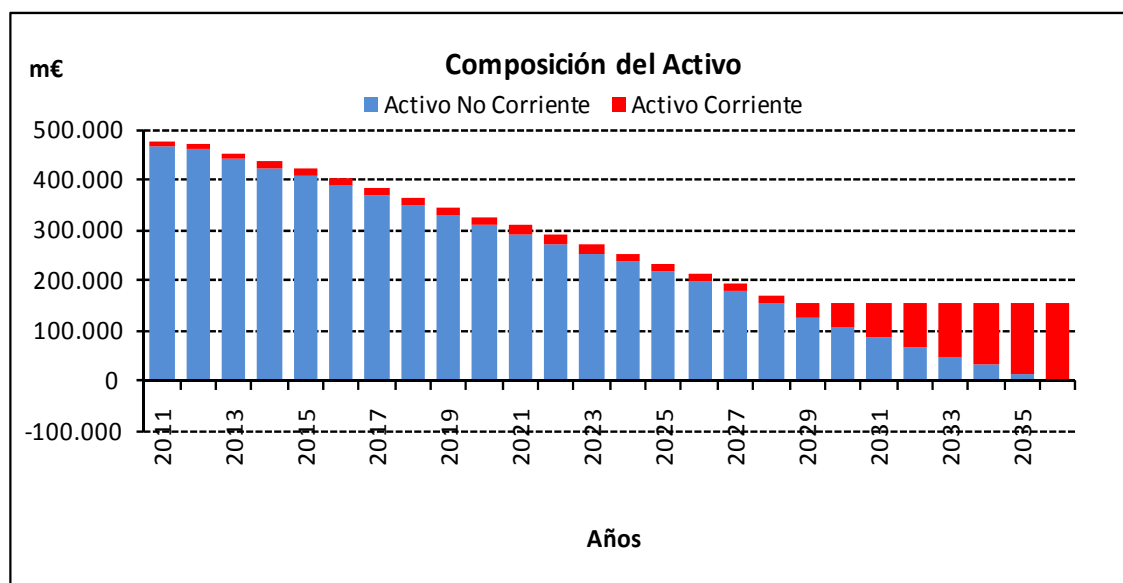
²³⁷ "Shams" significa "sol" en la lengua árabe.

tamaño del proyecto pero justificado por el hecho de que la propiedad proporciona la ubicación física totalmente preparada y con los servicios disponibles desde el primer día de construcción). Se considera también un montante total de 30,9 Mn € de gastos financieros intercalarios.

De igual forma, en la inversión original, no se contempla ninguna partida de circulante ya que se asume que de existir, éstas serán aportadas por la propiedad.

Tal y como hemos señalado en planes de negocio anteriores, tampoco se contempla ninguna inversión en activo adicional más allá de la inicial, ya que todos los gastos de operación y mantenimiento son cargados anualmente contra la cuenta de resultados tal y como establece el los principios contables norteamericanos (US GAAPs) y las *International Financial Reporting Standards* (IFRS), al entenderse que esos gastos de mantenimiento no suponen ni una mejora del rendimiento del activo ni un alargamiento de la vida útil del mismo.

Gráfico VI.90. Composición del activo en el plan de negocio.



Fuente: Elaboración propia

La producción estimada media para la planta en base anual es de 241,48 GWh/año, es decir, unas 1,5 veces más elevada que el proyecto español aproximadamente. Este volumen tan notable de generación eléctrica se explica especialmente por la mayor disponibilidad del recurso solar como hemos apuntado. Frente al ratio de inversión por megavatio nominal de 7.146 Mn € / MW en el proyecto europeo y los

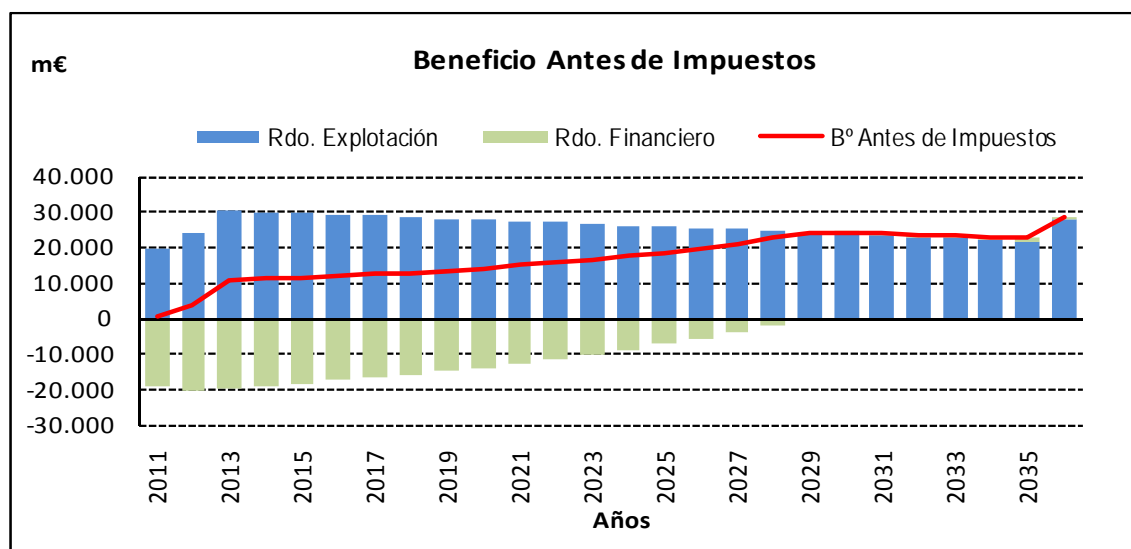
6.527 Mn € / MW en el proyecto norteamericano, aquí se alcanza un valor de 4.579 Mn € / MW al no disponer de almacenamiento térmico.

Si este ratio como ya ocurría anteriormente, se refina un poco más y se emplea en el denominador la producción anual de la planta, dónde ya se ve reflejado claramente el efecto del almacenamiento de sales, el ratio de inversión por producción anual obtenido es de 1,90 Mn €/Gwh, lo que supone un valor intermedio entre el proyecto español que arrojaba un valor de 2,24 Mn €/Gwh año y el proyecto norteamericano que mostraba un ratio de 1,73 Mn €/Gwh año.

Adjuntamos los estados financieros del plan de negocio de la planta cilindro parabólica de 100 Mw sin almacenamiento en el ANEXO V.

Tal y como se aprecia en el dichos estados financieros, los ingresos medios del proyecto durante los años completos de explotación ascienden a los 56,0²³⁸ Mn € con un EBITDA medio en ese mismo periodo de 43,7 Mn €, lo que supone un margen EBITDA medio del 78,0% para la vida de la planta estimada en 25 años. A nivel de beneficio operativo, se alcanza una media de EBIT de 26,0 Mn €, lo que supone un Margen EBIT del 46,2% y un beneficio neto medio de 17,0 Mn €, es decir un margen neto del 30,5%.

Grafico VI.91. Evolución del Beneficio de la planta solar.



Fuente: Elaboración propia

²³⁸ Siempre que damos valores medios de las magnitudes financieros nos estaremos refiriendo a todos los años "tipo" de explotación, es decir, excluyendo los periodos de construcción y el último año de explotación por considerarlo un atípico ante la liquidación del activo.

Sin duda son magnitudes financieras que apuntan a un muy buen performance financiero. Claramente se trata de una inversión muy intensiva en capital al inicio (inversión de 457,9 Mn €) que luego progresivamente se va recuperando a través de la generación eléctrica anual, ya que los costes operativos anuales apenas representan un 22% de los ingresos anuales.

El apalancamiento con el que se podría cerrar un proyecto cilindro parabólico en la zona en función de operaciones similares está en torno al 60,00% de las necesidades totales de fondos. Este porcentaje llama poderosamente la atención si atendemos a los comentarios hechos en párrafos anteriores. Aquí estamos asumiendo que al tratarse de un concurso internacional convocado por un ente semi-público como Masdar, se contará con algún tipo de respaldo financiero gubernamental que permitirá alcanzar esos niveles de endeudamiento. Si ese no fuera el caso, pensamos que los niveles de endeudamiento se situarían en niveles similares o inferiores a los vistos en los proyectos norteamericanos (50% de los fondos totales del proyecto).

Existe además un condicionante local extraordinario por el lado de la financiación y tiene que ver con las finanzas islámicas. Si el proyecto se financiase a través de entidades financieras locales, no se podría articular legalmente un *project finance*, ya que la “sharia²³⁹” o ley

²³⁹ La “sharia” es para los musulmanes la ley divina que ordena las actividades del ser humano. Por tanto, en el islam tradicional la religión es la base del derecho. La “sharia” tiene un doble origen y regula básicamente todo aquello que un musulmán puede o no puede hacer. Esos dos orígenes son el Corán y la tradición.

El Corán es muy importante, puesto que en muchos casos indica claramente lo correcto y lo incorrecto. Pero, a veces, no es suficientemente preciso y se acude a la tradición, que está formada por la “sunna”, es decir, las costumbres de los primeros musulmanes, y por los “hadices”, los dichos de Mahoma no incluidos en el Corán.

Cuando se trata de problemas nuevos o difíciles, se recurre al dictamen de ciertos especialistas en derecho islámico, los alfaquíes, que resuelven los dilemas siguiendo las directrices de las diversas escuelas de derecho. Todas las operaciones de finanzas islámicas deben contar con la revisión de un “ulema” u opinión de experto que valida que la transacción se realiza conforme a la “sharia”. Los ulemas son los teólogos musulmanes conocedores de las leyes y las instituciones religiosas del Islam y son especialistas en el estudio del Corán, la Sunna y la Sharia. La función primordial de los ulemas es la de interpretar el cuerpo dogmático de la Sharia aunque carecen de poder para cambiarlo.

Por tanto, los criterios de aplicación de la “sharia” no son iguales en todos los países musulmanes. Por otra parte, como en la sharia también es importante el consenso de la comunidad de creyentes en tomo a un comportamiento o un asunto en particular, las diferencias locales son notables en el islam y, además, hay que tener en cuenta

musulmana no permite el pago de intereses. Esto obliga a articular una estructura jurídica radicalmente diferente en la que el contratista construye el activo para la entidad financiera y la paga. Posteriormente este activo es arrendado por la entidad al productor independiente de electricidad, quien a cambio paga un “alquiler”.

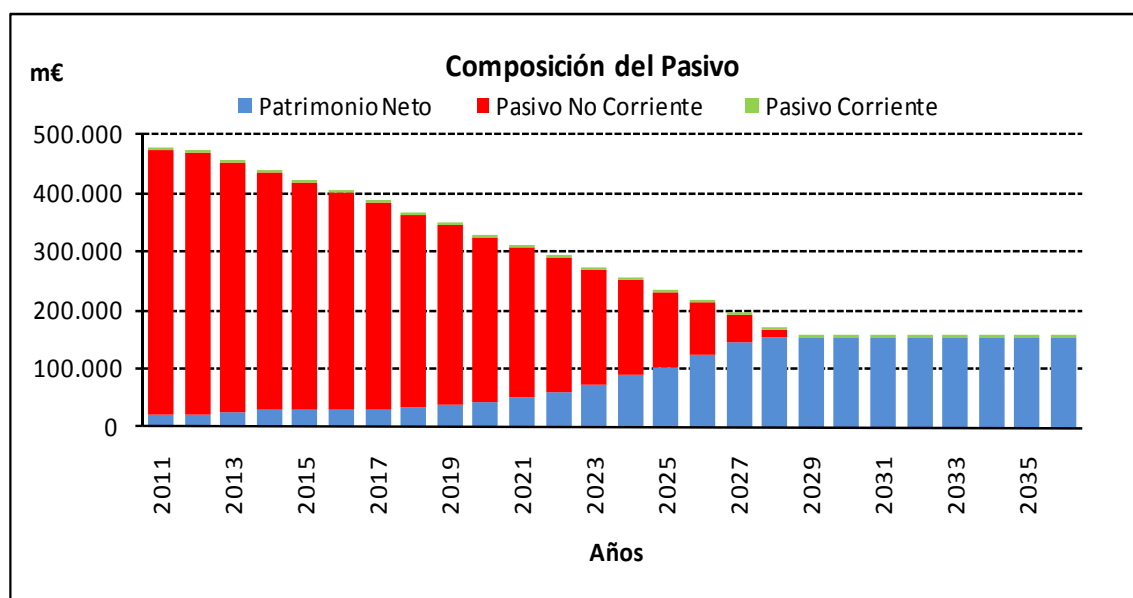
Desde un punto de vista puramente financiero, los flujos económicos no difieren (da igual formalmente llamarlo intereses o alquiler) pero sí hay radicales diferencias en cuanto a estructuras, riesgos y propiedad de los activos.

Si la financiación proviniera de entidades financieras internacionales, la estructura típica de financiación sería la de un *project finance* al uso.

El resto de fondos no aportados por las entidades financieras, se deben vehicularizar como aportaciones de los accionistas.

En el gráfico a continuación reproducimos exclusivamente la aportación de los socios en la forma de capital social y la comparamos con la financiación bancaria a lo largo de los primeros años de vida del proyecto.

Gráfico VI.92. Composición del pasivo.



Fuente: Elaboración propia

que entre los musulmanes no existe una institución que detente la autoridad religiosa sobre todos los creyentes.

Si tomamos como referencia el proyecto SHAMS, podríamos encontrar condiciones financieras muy similares a las siguientes:

Tabla VI.14. Condiciones financieras del project finance para la planta termosolar cilindro parabólica de 100 Mw sin almacenamiento térmico.

01-07-09	Inicio Construcción
26	Meses de Construcción
25	Años de Explotación
20	Años Vida Deuda Senior
6	Meses Periodo de Gracia 1ª Devolución
2	Número de Cuotas a Pagar en el Año
100,00%	% Años Vida Deuda Senior bajo Swap
75,00%	% Tipo Deuda Senior bajo Swap
60,00%	Deuda Senior como % Nec.de Fondos
0,00%	Fee Estructuración
1,00%	Fee de Compromiso
2,75%	Margen Interés en Construcción
2,75%	Margen Interés en Explotación
5,00%	Tipo de Interés Swap
1,20	RCSD mínimo para reparto de Dividendos
50,00%	Reserva Servicio de la Deuda

Fuente: Elaboración propia

El estado de flujos de caja arroja un perfil bastante interesante desde el punto de vista financiero.

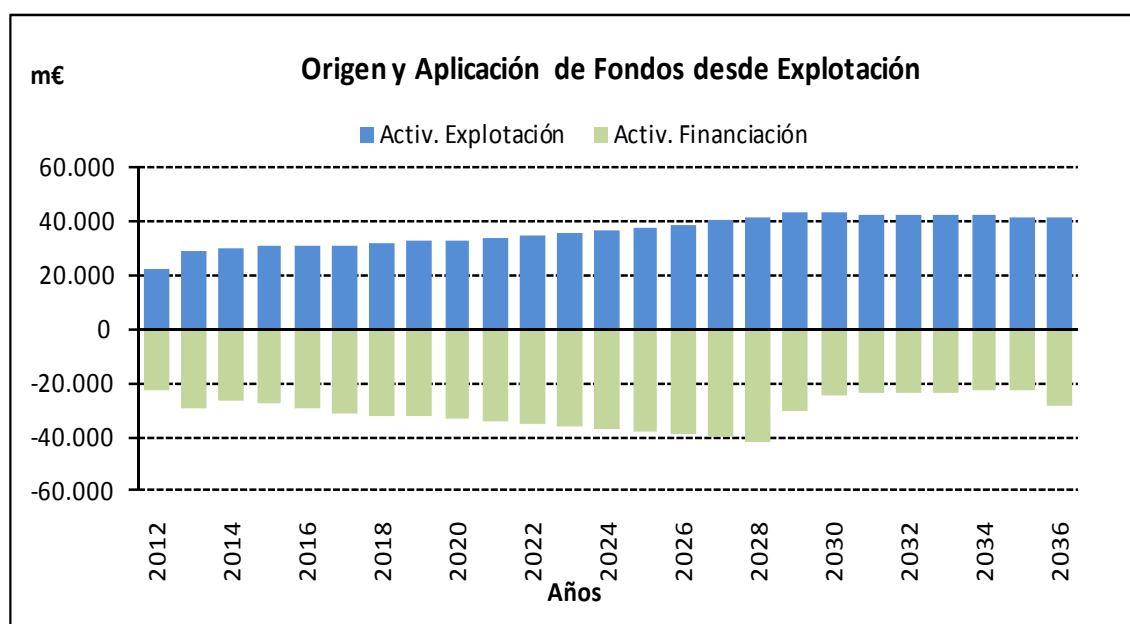
La generación media de flujo de caja libre durante los años de explotación asciende a los 45,1 Mn €, lo que supone un ratio de flujo de caja libre sobre ventas del 80,4%.

Llama poderosamente el alto nivel que representa el flujo de caja libre respecto a la cifra de ingresos, y se debe al margen de las posibles diferencias ya señaladas de este plan de negocio, al hecho de los Emiratos Árabes Unidos son un paraíso fiscal en el que no existe el impuesto de sociedades.

Este es un factor a tener muy en cuenta a la hora de establecer comparaciones en términos de ratios financieros, ya que mientras que el proyecto europeo y norteamericano se movería en rangos de tributación fiscal similares en lo que a impuesto de sociedades se refiere, el caso del proyecto SHAMS parte con una ventaja muy considerable al no tributar en absoluto.

De igual forma, este proyecto no requeriría tampoco de una línea de financiación IVA al no existir en el país los impuestos indirectos. En los costes laborales tampoco se está considerando la existencia del impuesto sobre la renta de las personas físicas (IRPF).

Grafico VI.93. Perfil de generación de caja del proyecto termosolar.



Fuente: Elaboración propia

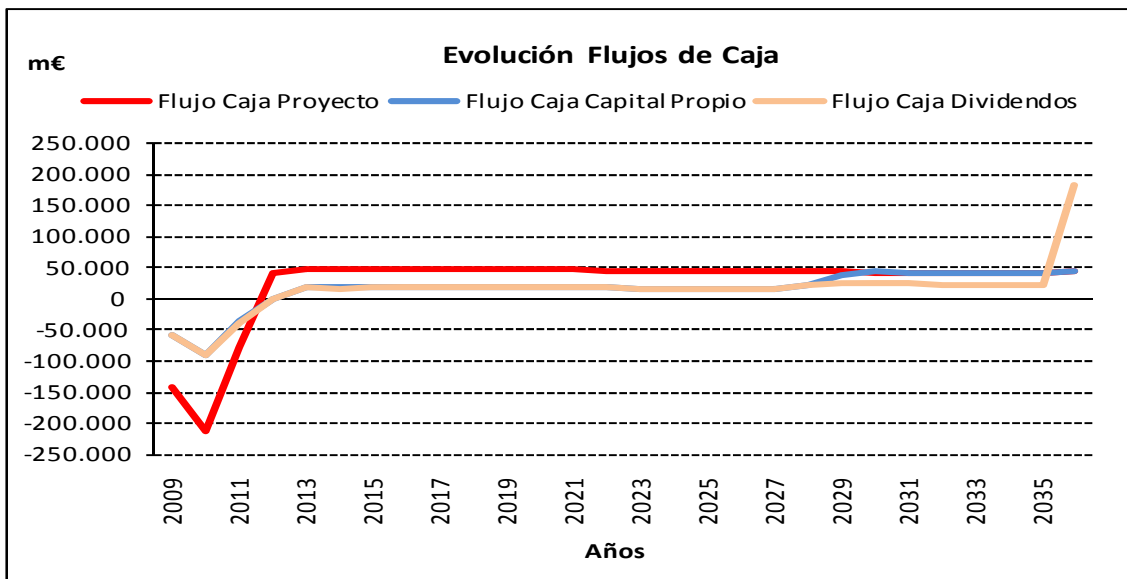
6.5.2.2 El análisis de la rentabilidad del modelo termosolar cilindro parabólico.

De nuevo emplearemos los criterios de valor actual neto (VAN) y tasa interna de rentabilidad (TIR) para evaluar la rentabilidad que arroja el plan de negocio.

De nuevo, tanto en el caso del VAN como en el de la TIR, se realizará en desde las mismas tres ópticas que en el caso anterior: a nivel proyecto, a nivel flujos de caja disponibles para los accionistas (capitales propios o *equity*) y a nivel de los flujos de caja efectivamente distribuidos a los accionistas en forma de dividendos. Respecto a este último punto de los dividendos, los rendimientos del capital mobiliario hay que señalar que tampoco tendrían ningún tipo de tributación en el caso del plan de negocio tipo definido para los Emiratos Árabes Unidos.

Los flujos de caja generados por el proyecto desde las tres ópticas apuntadas anteriormente son las que se detallan en el gráfico a continuación:

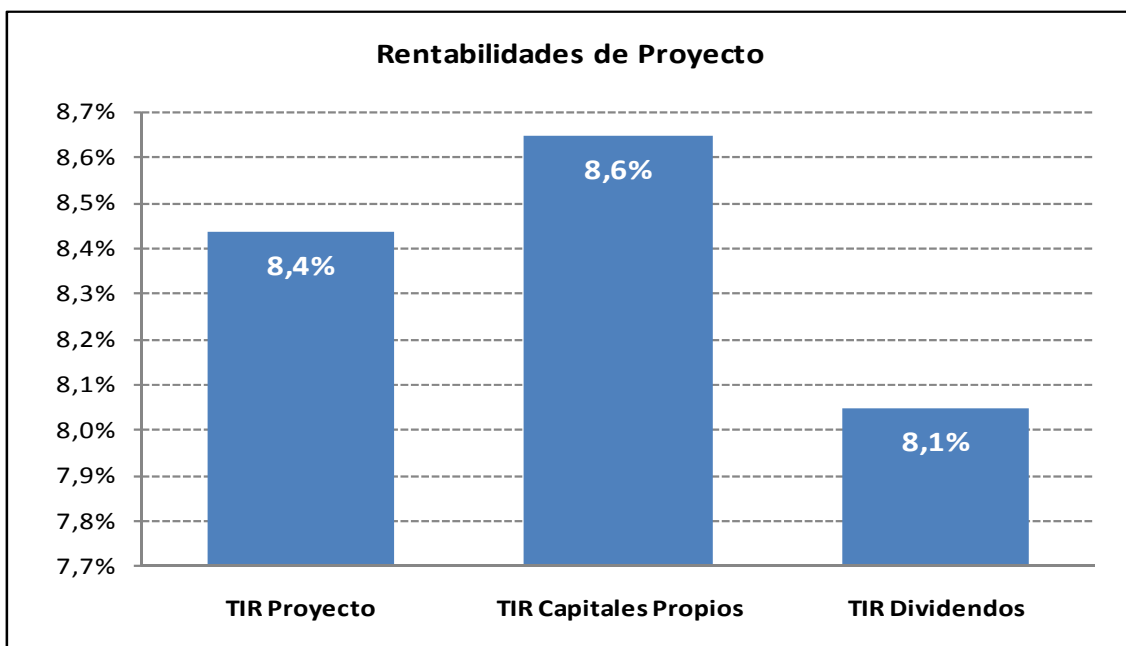
Gráfico VI.94. Evolución de los distintos flujos de caja



Fuente: Elaboración propia

Para este perfil de flujos de caja generados por el proyecto las rentabilidades que se han estimado desde las tres ópticas son las siguientes:

Gráfico VI.95. TIR del Proyecto, de los Capitales Propios y Dividendos



Fuente: Elaboración propia

Las rentabilidades de este proyecto están en el rango medio-alto de las tecnologías renovables, ya que el proyecto en sus valores garantizados arroja una TIR del proyecto del 8,4%, una TIR de los capitales propios del 8,6% y una TIR de los dividendos del 8,1%. La razón por la que el apalancamiento añade tan poco “valor” se encuentra en el hecho de que la rentabilidad del proyecto está muy próxima al coste de la financiación, y por esa razón las TIR del proyecto y de los capitales propios arrojan valores tan cercanos: si no se reduce el coste de la financiación, endeudarse no tiene un efecto significativo sobre los retornos de los accionistas del proyecto en MENA.

6.5.2.3 El análisis de la financiación del modelo termosolar cilindro parabólico.

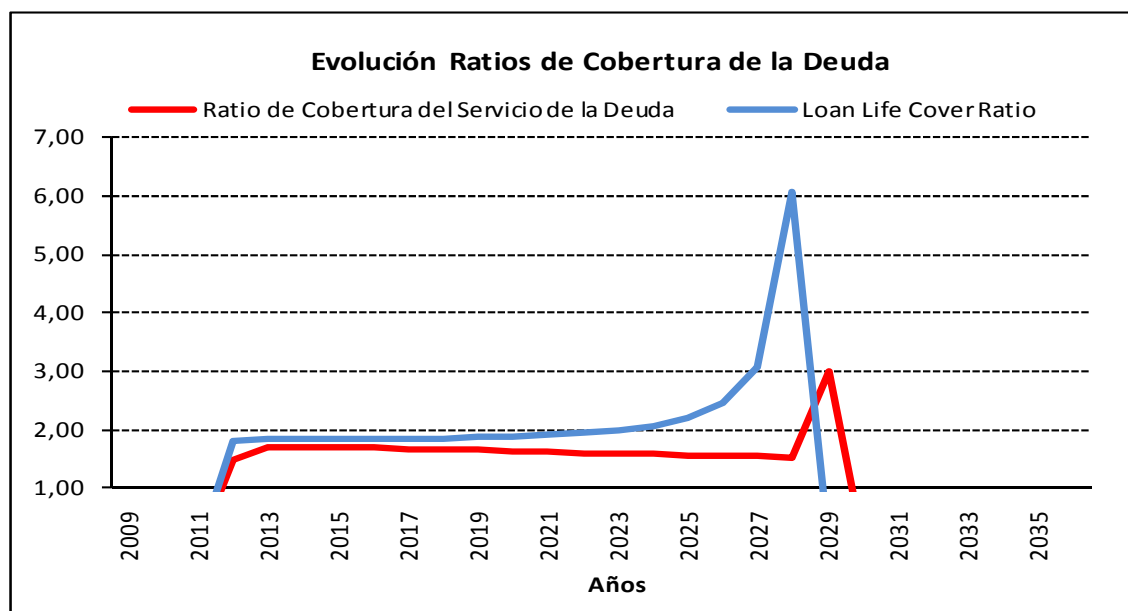
Tal y como hemos señalado anteriormente, el plan de negocio ha sido estructurado para una financiación vía *project finance* a un plazo de 20 años, con un endeudamiento efectivo inicial del 60% de las necesidades totales de fondos. En el caso concreto de SHAMS, el proyecto experimentó serias dificultades para alcanzar el nivel de deuda originalmente previsto. De hecho, esos problemas no han hecho nada más que crecer debido a los problemas de solvencia experimentados por algún emirato²⁴⁰ en concreto dentro de los Emiratos Árabes Unidos.

²⁴⁰ En 2009, coincidiendo con el día de Acción de Gracias de en EEUU, el Gobierno del Emirato de Dubai pidió una moratoria de deuda para su holding inmobiliario “Dubai World”, en lo que algunos apuntan sería el primer default (declaración de no pago de deuda) después del ocurrido en Argentina en 2001. Dubai es dentro de los Emiratos Árabes uno de los que no tiene recursos naturales, ni en términos de petróleo ni en términos de gas natural. Las extravagancias inmobiliarias de Dubai no pudieron superar los efectos de la crisis financiera internacional, que terminó llegando a sus rascacielos y sus islas artificiales. Dubai en el momento del anuncio concentraba en su reducida dimensión un tercio de las grúas de construcción a nivel mundial dentro de su territorio.

Dubai anunció su incapacidad para pagar las deudas y pidió una moratoria para la joya de la corona de su economía, Dubai World, con intereses inmobiliarios y en infraestructuras portuarias de todo el mundo. La noticia y el temor a que el Emirato entero no pagara sus deudas desataron el miedo en los mercados, que sufrieron jornadas de pesadilla. Europa se llevó la peor parte, con la mayor caída de 2009. Y la banca de nuevo se situó en el ojo del huracán, en otro capítulo que demuestra las malas apuestas del sector financiero en los últimos años. La deuda total de Dubai se estima en US\$ 80.000 millones; Dubai World, el conglomerado controlado por el sector público que ha congelado sus compromisos de pago, concentra casi US\$ 60.000 millones. Y la exposición de los ya muy castigados bancos europeos era enorme: unos US\$ 13.000 millones, según Credit Suisse, muy concentrado en algunos de los que más han sufrido en los dos últimos años: Barclays, Deutsche Bank, Royal Bank of Scotland, ING y el suizo UBS.

Esa vida útil de 20 años no implicaría necesariamente una refinanciación si la estructura contara con algún apoyo público o de banca local. De no ser así, habría que pensar en una estructura financiera con algunas de las llamadas cláusulas “mini-perm” (ya sea “soft” o “hard”). Con el fin de no distorsionar las comparaciones de los resultados de los diferentes modelos, vamos a considerar en el caso del modelo MENA una financiación estándar (denominada en el sector *plain vanilla*) a 20 años, siendo plenamente conscientes de que de no contar con respaldo público, la movilidad de los flujos de caja disponibles para los accionistas no sería tan homogénea.

Grafico VI.96. Evolución anual del Ratio de Cobertura del proyecto termosolar



Fuente: Elaboración propia.

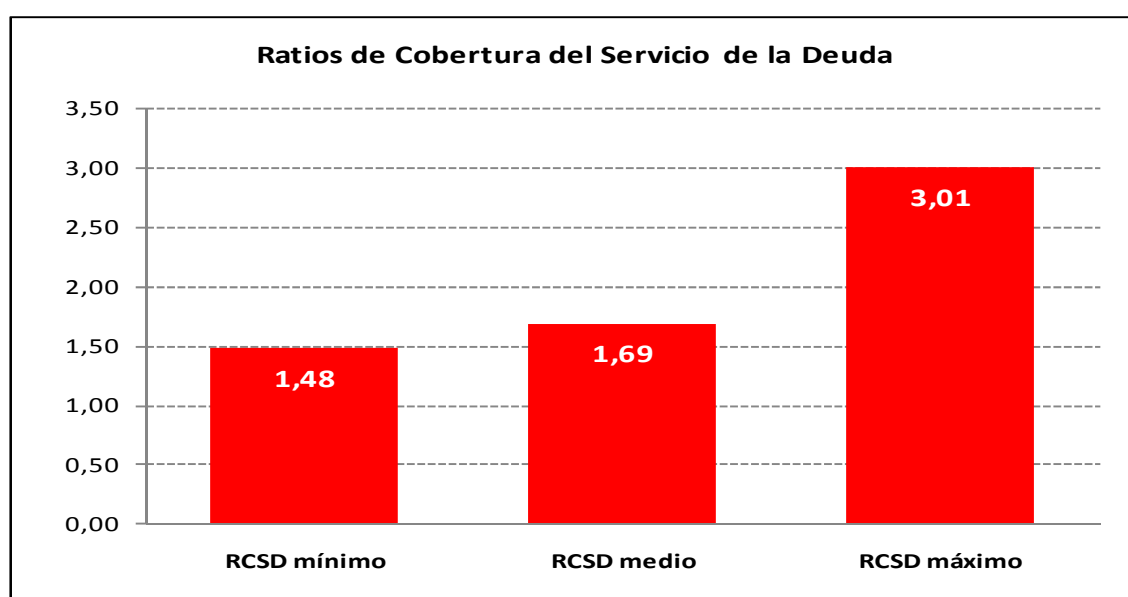
La “financiabilidad” del proyecto vendrá determinada por el ratio de cobertura medio de la deuda mientras exista endeudamiento vivo. En el caso de este proyecto “tipo” para el mercado MENA, el RCSD estándar está fijado por las entidades financieras en un mínimo de 1,2x. Es decir, exigía una generación media en el caso base de un 20% de más flujo de caja que lo que es anualmente el servicio de la deuda.

En el caso del plan termosolar cilindro parabólico medio construido, ese ratio de cobertura medio es de 1,69x, lo que garantizaría la aprobación de los comités de riesgos de las entidades financieras. Hay que apuntar

Inmediatamente, Standard and Poor's bajó la calificación de 5 compañías del emirato, estimando que esto "representa el fracaso del gobierno para aportar apoyo oportuno" a una compañía de primer nivel nacional.

que tampoco el RCSD mínimo arroja un resultado muy ajustado, de forma que cualquier modificación de alguna de las hipótesis clave del plan de negocio no tendría por qué disparar algunos de los “covenants” de la financiación. Adicionalmente hay que valorar que se trata siempre del caso garantizado, es decir, que estamos considerando sólo las producciones garantizadas por los contratistas en cada región, pero aún así parece claro que es el plan de negocio en principio no tendría problemas en cuanto a su “financiabilidad”, a pesar de lo cual, seguiría siendo clave contar con el ya mencionado apoyo público.

Grafico VI.97. Ratios de cobertura del proyecto termosolar



Fuente: Elaboración propia.

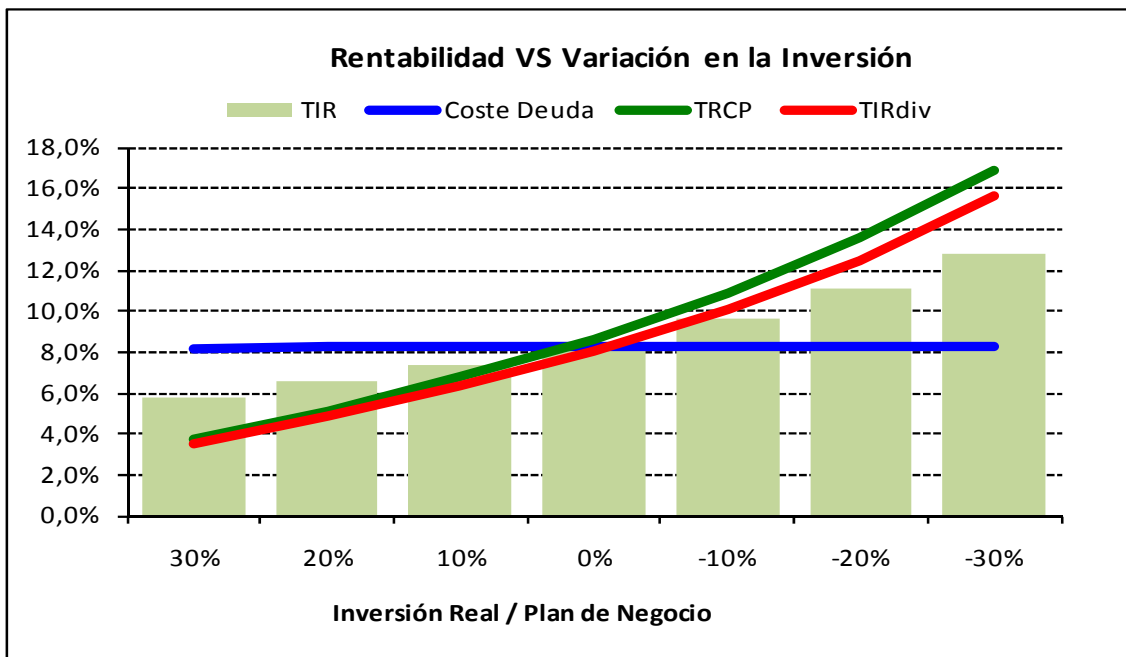
6.5.2.4 Simulación y análisis de sensibilidades sobre el modelo termosolar cilindro parabólico.

Una vez configurado el “caso bancario” para la tecnología cilindro parabólica en MENA, lo preceptivo es comprobar si en estas condiciones de financiación y generación de caja, la inversión es lo suficientemente robusta como para afrontar el servicio de la deuda y retribuir adecuadamente a sus accionistas. Los retornos de estos últimos han bajado respecto al plan de negocio europeo, principalmente por no emplear almacenamiento térmico y por un contrato PPA significativamente menos “generoso” que el sistema de tarifas.

Para ello, se volverán a emplear dos técnicas: análisis de sensibilidad y la simulación de Montecarlo con el fin de construir escenarios teóricos lo más parecido posible a los que se pueden dar en la realidad.

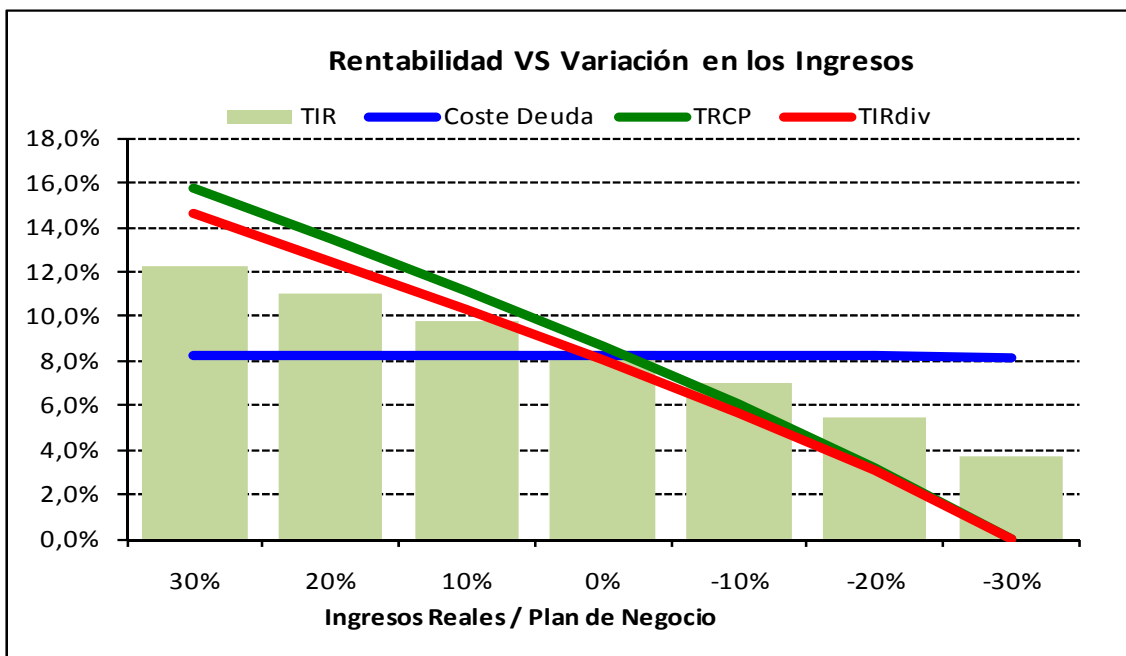
Sensibilidades respecto a la rentabilidad del proyecto termosolar.

Gráfico VI.98. Rentabilidad versus una variación de la Inversión



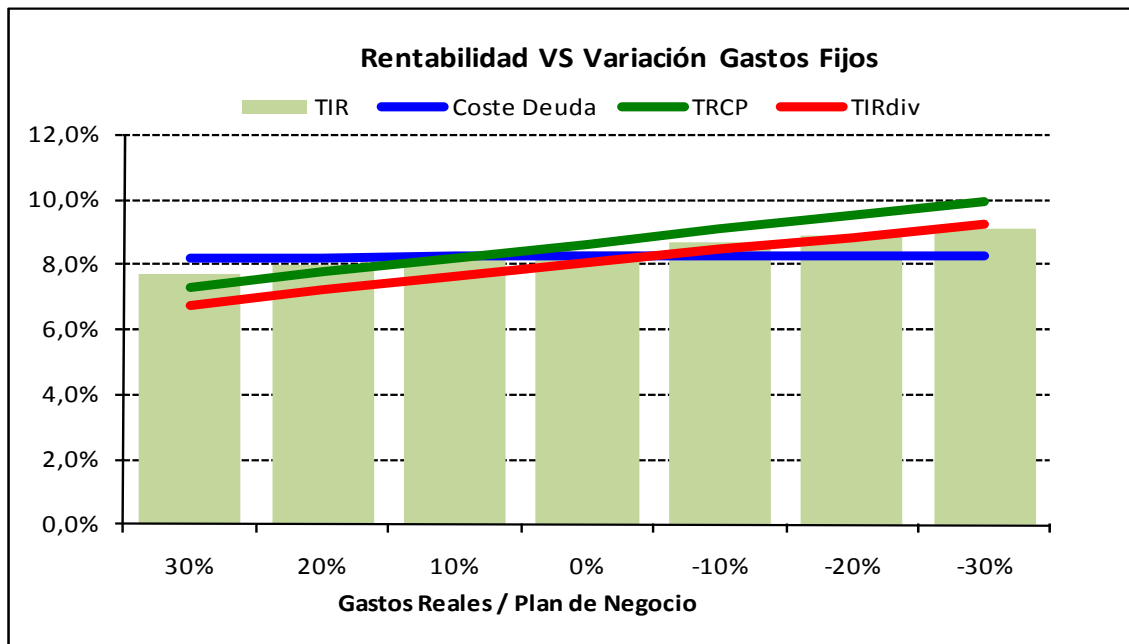
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.99. Rentabilidad versus una variación de los Ingresos



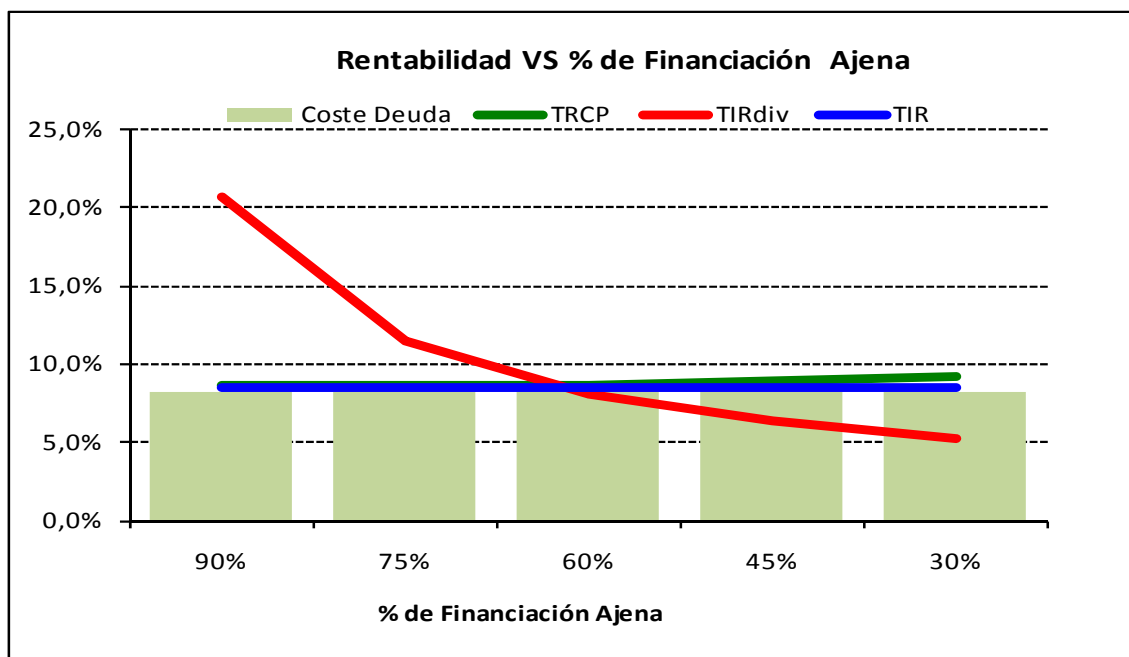
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.100. Rentabilidad versus una variación de los gastos fijos del proyecto



Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.101. Rentabilidad versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto



Fuente: Elaboración propia

Tal y como se observa en los análisis anteriores, la variación más importante -tal y como ocurría en el plan de negocio anterior-, vuelve a ser la proveniente de los ingresos.

En el caso de MENA, esa variación de los ingresos sólo podría venir por modificaciones en el contrato PPA, lo cual da a entender que se trata de un escenario que remarca el riesgo asumido en estos planes de negocio situados en ubicaciones geográficas con tanta dependencia de la contraparte. Por esta razón, la calidad crediticia de la eléctrica compradora de la producción se vuelve un tema absolutamente diferencial. Y en esa evaluación de la solvencia no hay que olvidar que el plan de negocio requeriría que se mantuviera estable para los próximos 20 años.

Sensibilidades respecto a los ratios de financiación del proyecto termosolar.

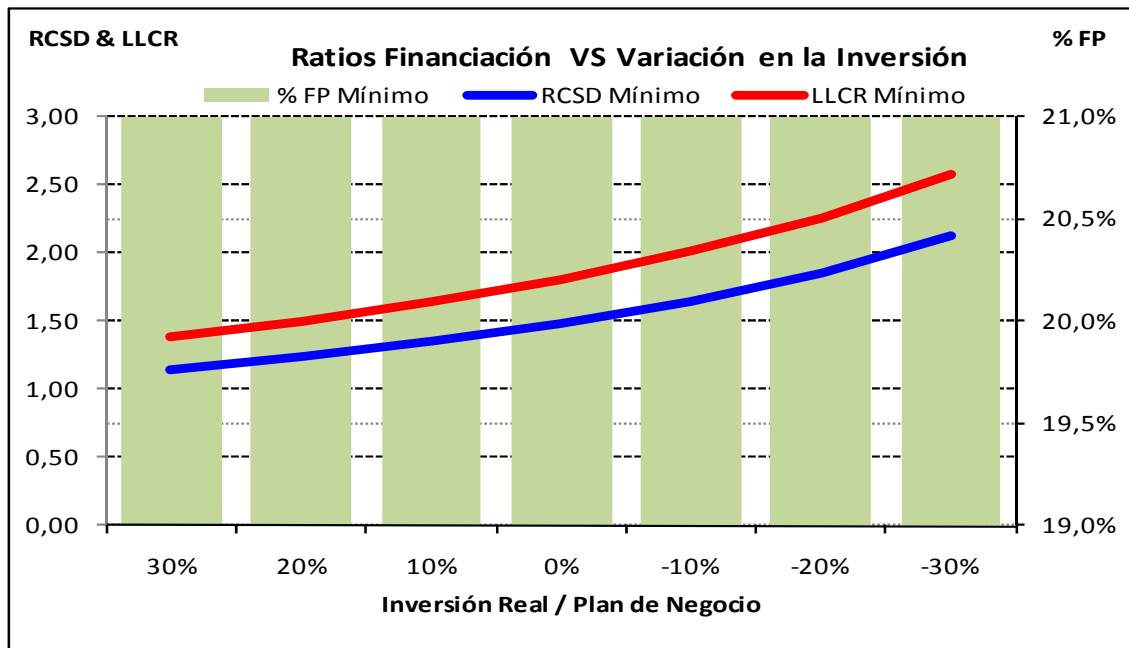
A continuación se trata de determinar cómo oscilan los ratios de financiación ante algunas de las variables claves del modelo. Se han escogido los mismos dos ratios a tal efecto:

- Ratio de cobertura del servicio de la deuda (RCSD) como cociente año a año del flujo de caja libre del proyecto y el servicio de la deuda con entidades financieras, lo que incluye la suma de intereses, comisiones y pago principal.
- *Long life coverage ratio* (LLCR) es el ratio que resulta como cociente del valor actual neto de los flujos de caja futuros del proyecto y el valor de la deuda viva del proyecto.

Muchos de los contratos de financiación en el mercado MENA, al igual que ocurría en el norteamericano, no sólo contienen valores mínimos en términos de RCSD para determinar la “financiabilidad” de un proyecto, sino que en muchas ocasiones también se establece como criterio para pasar el filtro de un comité de riesgo un valor mínimo también en términos del ratio de LLCR.

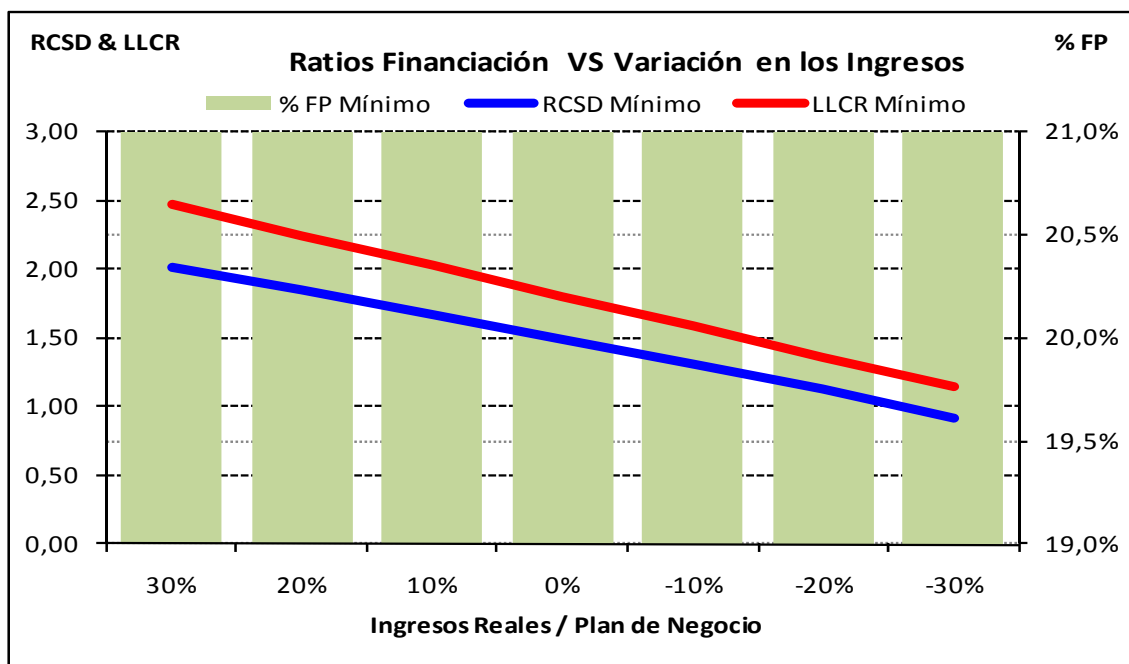
No basta, por tanto, con medir año a año la capacidad de repago del proyecto, sino que la fortaleza del mismo también debe demostrarse año a año pero midiendo en acumulado las obligaciones de pago frente a las entidades financiadores del proyecto termosolar. En este sentido el mercado europeo sigue siendo en términos medios más tradicional, descansando casi todas las conclusiones sobre el RCSD.

Gráfico VI.102. Ratios de financiación versus variación de la Inversión



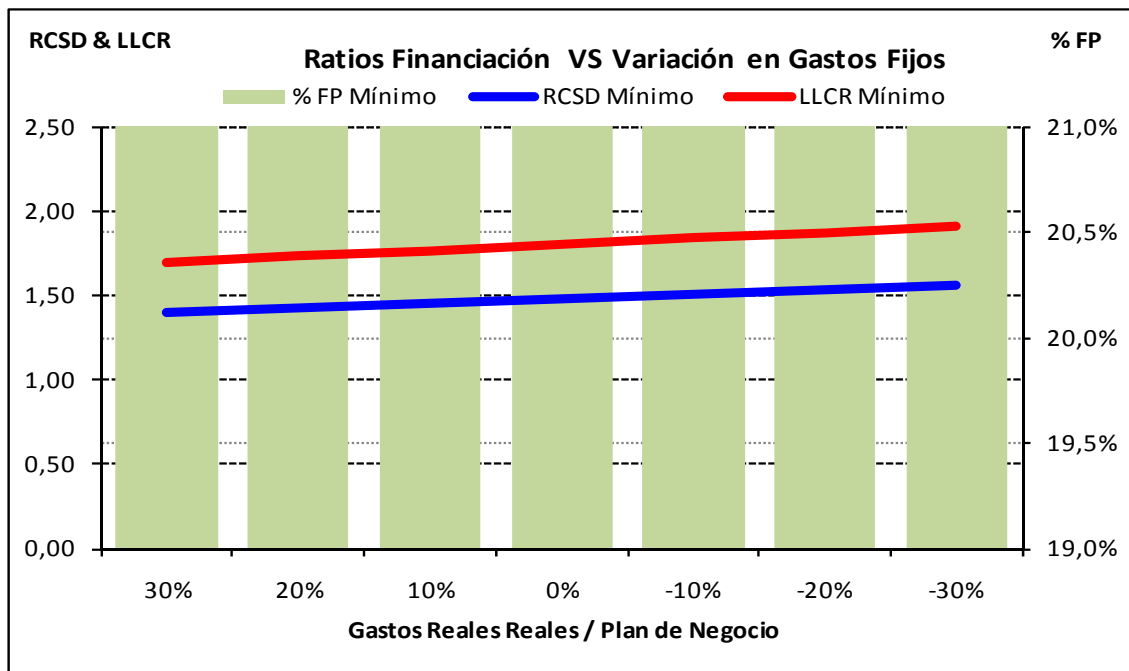
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.103. Ratios de financiación versus variación de los Ingresos



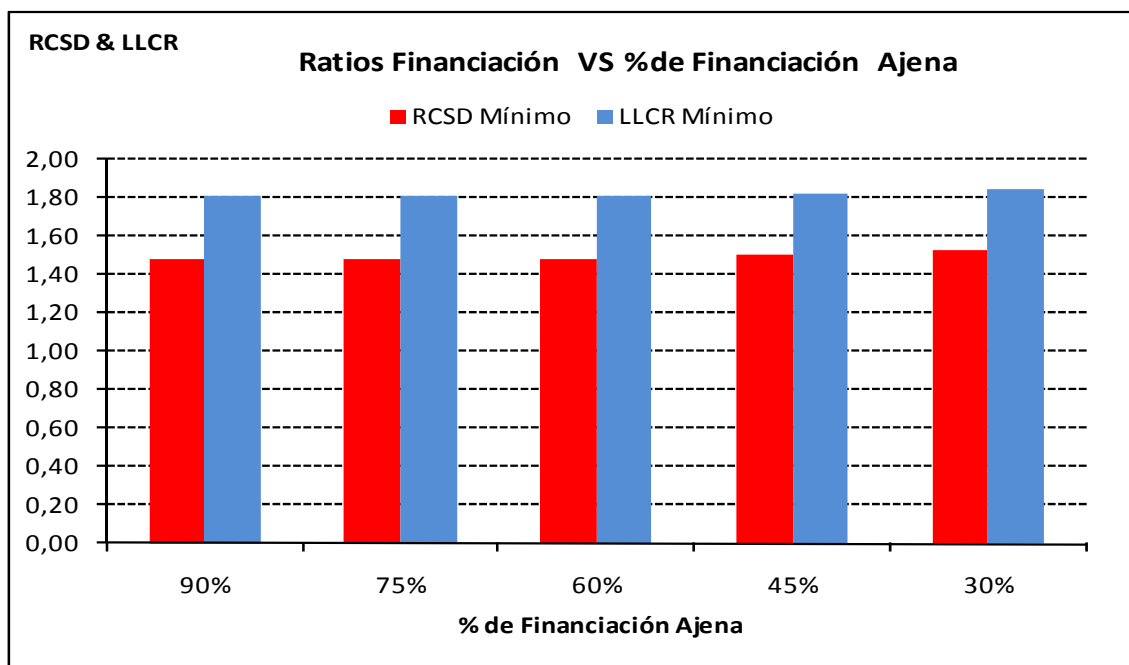
Fuente: Elaboración propia

Gráfico VI.104. Ratios de financiación versus variación de los gastos fijos



Fuente: Elaboración propia

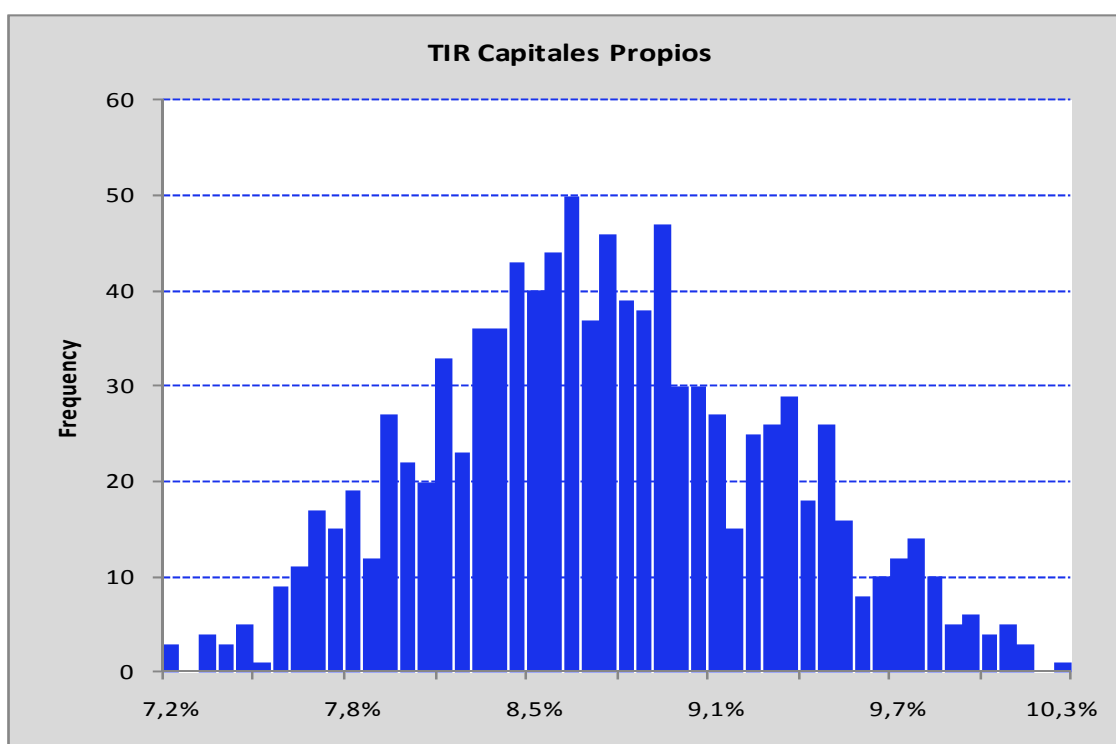
Gráfico VI.105. Ratios de financiación versus variación de fondos propios



Fuente: Elaboración propia

- **Simulación de Montecarlo.** De nuevo, se volverá a asignar una distribución de probabilidad a una serie de variables clave a las que se le asignará un rango de variación. Ello nos permitirá construir escenarios futuros cercanos a los escenarios que pueden darse en la realidad en el futuro una vez la planta esté plenamente operativa. Como ya señalamos en casos anteriores, las hipótesis no toman valores aleatorios, sino que se define un rango de valores de forma que a cada valor se le asigna una probabilidad de ocurrencia.

Gráfico VI.106. Resultados obtenidos de la simulación sobre el plan de negocio termosolar



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Se ha realizado el ejercicio de simulación de Montecarlo para el plan de negocio de una planta termosolar cilindro parabólica "tipo" para MENA, escogiendo las mismas hipótesis clave que en casos anteriores, salvo por la relativa al autoconsumo de energía y consumo de gas natural, ya que en el caso de la planta en MENA estas materias primas serían gratuitas para proyectos como el que se está analizando.

Se ha seleccionado la TIR de los capitales propios como la variable de predicción sobre la que se va a medir el efecto de los cambios de las hipótesis. La TIR de los capitales propios del proyecto originalmente arrojaba un valor del 8,6%. Se han realizado un millar de simulaciones

sobre las hipótesis seleccionadas y la TIR media de la simulación arroja un valor para la TIR de los capitales propios del 8,7%, lo que supone una mejora de apenas 10 puntos básicos respecto al caso base.

A diferencia de los anteriores ejercicios de simulación realizados, en este caso lo que la simulación señala es que el caso base es bastante realista. Como veremos más adelante, esto se hace especialmente notable en la hipótesis de endeudamiento. En el caso base hemos asumido un 60%, pero en la simulación hemos considerado que ese era el tope de apalancamiento y que es posible si no se cuenta con un apoyo público explícito (en forma de garantías o avales), que el endeudamiento efectivo del proyecto sea inferior. El resultado supone que el plan de negocio del caso base es por consiguiente algo agresivo a este respecto, y por consiguiente, el inversor internacional debería moderar ligeramente sus expectativas de rentabilidad para este tipo de proyectos en esa zona geográfica.

El coste de la financiación incluyendo el margen, las comisiones de apertura y las comisiones de agencia es del 8,2%, lo que supone una financiación muy en línea con el coste de la torre central e incluso, si se compara con el mismo proyecto cilindro parabólico en Europa. Esto se debe fundamentalmente a se ha supuesto de nuevo que ese apoyo público acabaría abaratando el coste de la financiación, llevándolo a niveles europeos en términos de coste.

Tabla VI.15. Resultados obtenidos de la simulación.

Statistics:	Forecast values
Trials	1.000
Mean	8,7%
Median	8,7%
Mode	---
Standard Deviation	0,6%
Variance	0,0%
Skewness	0,1301
Kurtosis	2,61
Coeff. of Variability	0,0688
Minimum	7,2%
Maximum	10,3%
Range Width	3,2%
Mean Std. Error	0,0%

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Uno de los resultados más interesantes que arroja la simulación es la de los percentiles, ya que sirven para establecer rangos de los valores de la TIR de los capitales propios tanto en el peor como en el mejor de los escenarios posibles definidos

Si comparamos cómo se agrupan los valores del caso central respecto a lo que nos dice la simulación, parece claro que el caso base bancario es bastante realista, ya que la TIR de los capitales propios del caso base se sitúa en el 8,6%, que responde a un escenario que estaría centrado entre el percentil 40% y 50% más optimista.

Se detallan a continuación los valores de los diferentes percentiles después del millar de simulaciones.

Tabla VI.16. Resultados obtenidos de la simulación. Percentiles

Percentiles:	Forecast values
P0	7,15%
P10	7,92%
P20	8,17%
P30	8,37%
P40	8,52%
P50	8,66%
P60	8,82%
P70	8,97%
P80	9,23%
P90	9,49%
P100	10,34%

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

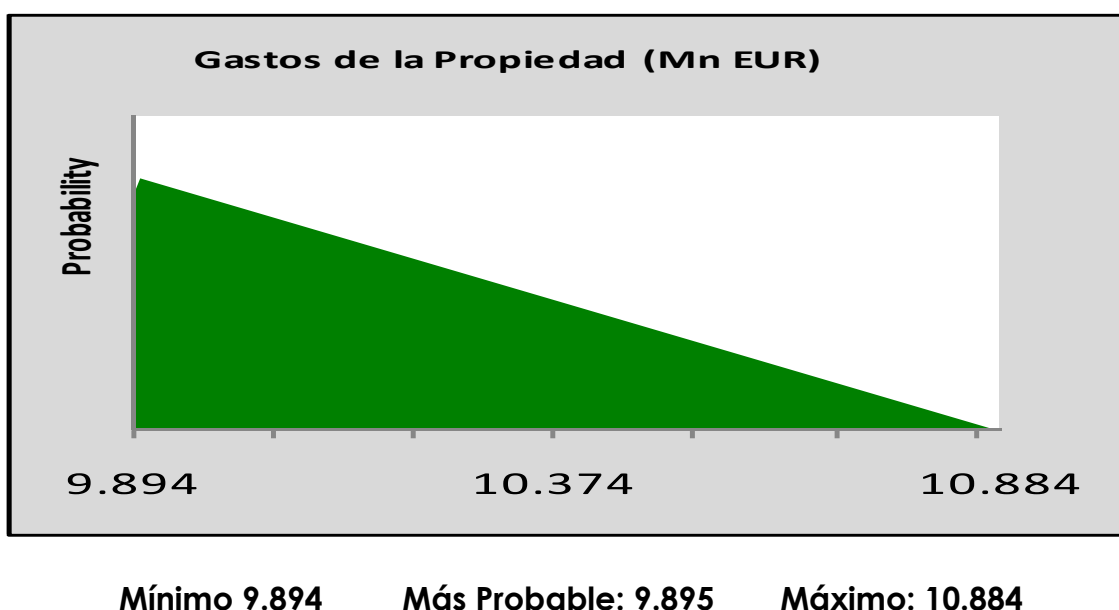
Tal y como se aprecia en la tabla anterior, la realidad es que las TIR de los capitales propios se mueven en un rango del 7,15% al 10,34%.

En cualquier caso, parece evidente que incluso en el peor de los escenarios, la tecnología cilindro parabólica en MENA es capaz de competir con los niveles de rentabilidad medios de otras alternativas de inversión disponibles en los mercados financieros (renta variable).

A diferencia de lo que ocurría en el caso de cilindro parabólico en EEUU y similar a lo que ocurría en Europa, el rango alto de la rentabilidad del proyecto es significativamente mejor que el escenario central, ya que supone una mejora de rentabilidades de 174 puntos básicos.

Hemos seleccionado casi todas las hipótesis que en el caso de la torre central, y de los proyectos cilindro parabólicos en Europa y EEUU, a diferencia tan sólo de los autoconsumos de electricidad y gas natural por ser gratuitos para este tipo de proyectos en esa región.

Gráfico VI.107. Hipótesis empleadas en la simulación



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Asumimos un valor para los gastos de la propiedad mínimo de 9,9 Mn €, que es el valor que se ha asumido en el caso base.

A partir de ahí, en la simulación consideramos que es posible que se produzca una desviación negativa (de incremento de gasto) de hasta un +10% del valor mínimo y central.

Lo que definimos es una función de probabilidad triangular, de forma que los valores más probables son los 9,9 Mn € y asignamos una probabilidad muy baja de que la desviación alcance el máximo del +10% del valor central.

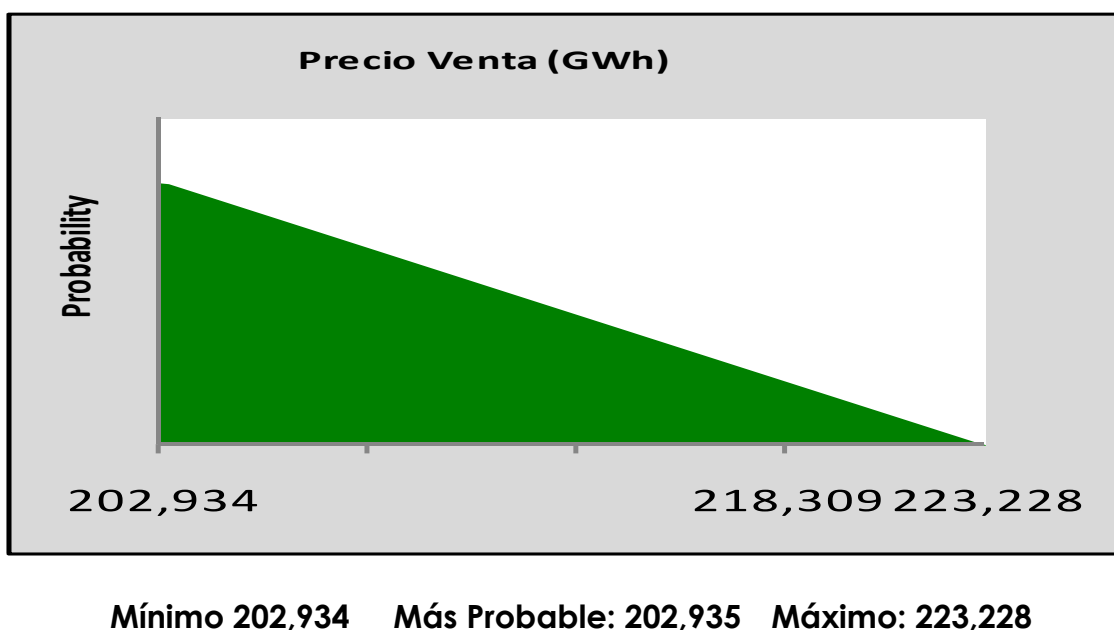
Respecto al precio de la electricidad, aquí no cabe como en casos anteriores (en Europa con sistema de tarifas), asumir la tarifa eléctrica regulada, ya que dicha remuneración dependerá del contrato ad hoc firmado de PPA para cada instalación.

En el caso de MENA se considera que toda la generación se remunera de forma homogénea, ya que no se considera un mercado liberalizado

ni es la oferta y la demanda quien acaba fijando la tarifa diaria del mercado eléctrico.

Hemos asumido una remuneración media del MWh de 202,935 EUR, que también es la mínima en función del contrato PPA, pero al tiempo, se considera una cierta capacidad de mejora de la tarifa en función de la evolución de la demanda y otros factores horarios.

Gráfico VI.108. Hipótesis empleadas en la simulación

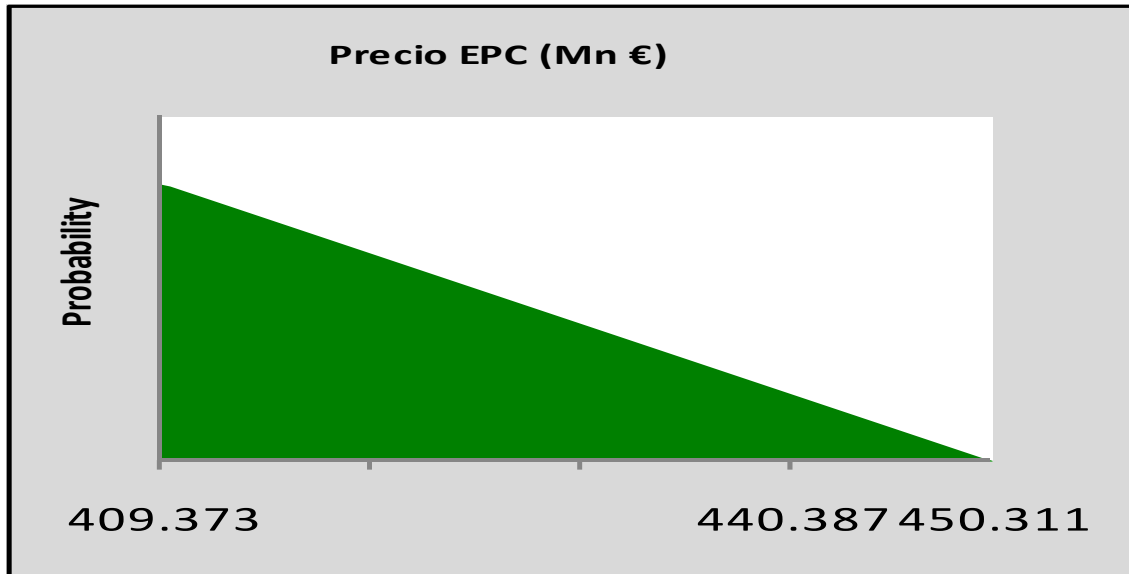


Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

La siguiente hipótesis escogida es el precio del EPC. Aunque por definición se trata de un contrato cerrado en precio y plazo, la realidad demuestra que por diferencias de alcance, órdenes de cambio e imprevistos, siempre acaba existiendo alguna desviación. Por esa razón hemos asumido una función de distribución de probabilidad triangular, definiendo el precio del EPC dado por el contratista como valor mínimo y más probable (409,4 Mn €) y una desviación máxima del 10% respecto al valor del contrato EPC original.

No se considera un rango inferior al montante del precio del contrato sencillamente porque si la planta se construyera por un precio inferior al pactado en el EPC, los ahorros serían consolidados íntegramente por el contratista, de forma que no se le transferiría nada de ese menor precio al cliente final. El precio máximo al que como parte del ejercicio de simulación podría irse el contrato EPC es de 450,3 Mn EUR.

Gráfico VI.109. Hipótesis empleadas en la simulación

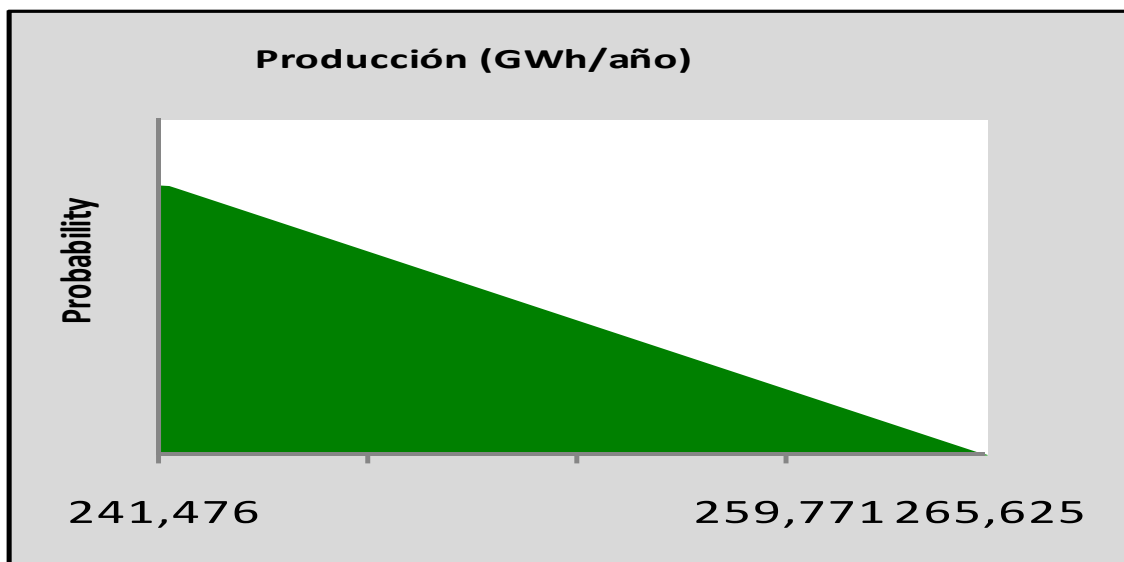


Mínimo 409,4 MEUR Más Probable: 409,4 MEUR Máximo: 450,3 MEUR

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

La siguiente hipótesis escogida es la relativa a la producción eléctrica.

Gráfico VI.110. Hipótesis empleadas en la simulación



Mínimo 241,48 Más Probable: 241,48 Máximo: 265,63

Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Respecto a la producción eléctrica, no hay que olvidar que el punto de partida es el caso base bancario, en el que se emplea la producción

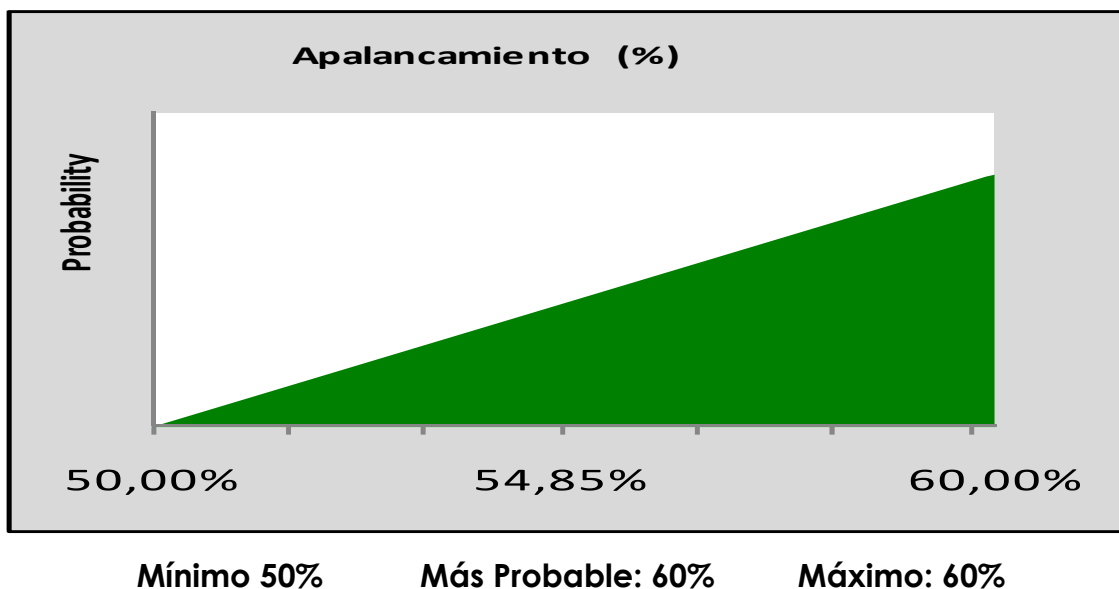
garantizada por el contratista, que generalmente siempre es un valor muy conservador.

Por esta razón asumimos que la producción mínima y más probable es la garantizada en el contrato EPC, pero que existe un margen de mejora del 10% respecto a la producción garantizada.

Por último, se ha escogido como hipótesis para la simulación el apalancamiento financiero de la planta. Aunque el proyecto se financió en el entorno del 60%, se ha considerado razonable considerar una variabilidad del -10% en el grado de apalancamiento en función del momento de mercado en el que se intentara cerrar la financiación estructurada del proyecto termosolar y contando o no con algún tipo de apoyo institucional, bien a nivel de gobierno local o de organismo multilateral.

Por esa razón, se ha escogido una función de probabilidad triangular, estableciendo un endeudamiento máximo del 60% y a su vez, el endeudamiento más probable, pero dando a esta hipótesis recorrido en la simulación a la baja, hasta el 50% de apalancamiento.

Gráfico VI.111. Hipótesis empleadas en la simulación



Fuente: Crystal Ball & Elaboración propia

Como conclusión de la simulación de Montecarlo, parece claro que el millar de escenarios analizados arrojan un valor medio de rentabilidad para el capital propio del 8,7%, ligeramente superior que el valor que arrojaba el caso base (TIR de los capitales propios del 8,6%).

Quiere decir por tanto, que la simulación arroja bastante seguridad al caso bancario, al tiempo que apunta hacia valores más conservadores como escenario más probable.

La rentabilidad resultante de los escenarios más negativos sigue mostrando valores todavía atractivos para un inversor si se comparan con otras posibles alternativas de inversión, ya que se situaría algo por debajo (7,15%) de la rentabilidad media de la renta variable (8%). De igual forma el rango más optimista de rentabilidad supondría batir en más de 200 puntos básicos la rentabilidad de las acciones en los plazos largos. Por esta razón, un inversor al analizar los resultados de la simulación, puede llegar a la conclusión de que a pesar de los dos riesgos más significativos de este tipo de proyectos (financiero y técnico), se encuentra ante una alternativa de inversión atractiva por su perfil de riesgo / rentabilidad esperada.

Esta conclusión sin embargo en el caso de MENA debe contextualizarse debido a que aunque las rentabilidades y riesgos financieros introducidos en el modelo son atractivos, hay una serie de factores adicionales a considerar.

En primer lugar la estabilidad de la zona. No es lo mismo pensar en la estabilidad de un proyecto en Europa o EEUU frente a cualquiera de los ubicados en la región MENA. Institucionalmente es una zona con poca estabilidad geopolítica por lo que es un riesgo adicional no reflejado en el cálculo de las TIR (sí podría incorporarse claro está en el VAN a través del coste de capital).

En segundo lugar, en un contrato de tan larga duración, parece factible que surjan disputas entre el IPP y la empresa eléctrica. En ese caso, la independencia del sistema judicial parece que podría ser ciertamente una fuente de preocupación para un inversor extranjero.

Por ello, aunque los números parecen apuntar a retornos similares con los planes de negocio en Europa y EEUU, sí parece claro apuntar a que el entorno institucional en el que debería desenvolverse la inversión sería radicalmente diferente, y sin duda con menor seguridad jurídica y menor estabilidad institucional. Estos factores podrían ser mitigados con un diferencial considerable en términos de retorno que los planes de negocio parecen no generar.

6.5.2.5 Resultados del análisis de los planes de negocio cilindro parabólicos en un contexto de sistema puro de contratos PPAs.

Las principales conclusiones a las que podemos llegar después de analizar el plan de negocio óptimo en el mercado MENA son las siguientes:

- Estamos ante inversiones cuyos retornos de accionista son altos en comparación a otras inversiones termosolares por ejemplo en Europa bajo el sistema tarifario. Rentabilidades del 8,6% a nivel TIR de los capitales propios siguen siendo muy atractivas en comparación con las rentabilidades de otros productos de inversión de los mercados financieros.
- Al igual que detallábamos en el caso anterior, uno de los principales riesgos son de carácter “técnico” y cuya mitigación se consigue a través de las economías de escala que resultan de la construcción de muchos proyectos.
- Sin embargo, en el caso MENA aparecen dos riesgos financieros nada despreciables frente al sistema tarifario: no se elimina el riesgo de demanda al no existir garantía de compra del total de producción en el contrato PPA y adicionalmente, al ser la contraparte de dicho contrato PPA una entidad mercantil privada, existe un riesgo de quiebra o falta de solvencia que pondría en peligro la viabilidad financiera de la inversión termosolar.
- Adicional a lo anterior, existe un riesgo país que claramente hay que considerar en el cómputo global de la inversión en el campo termosolar. Mientras que para un inversor americano no hay “riesgo país” por invertir en Europa y viceversa, esta situación cambia radicalmente en el caso de la región MENA. Es manifiesto que en estos países existe un riesgo país asociado al hecho de que muchos de los regímenes políticos son dictatoriales o en muchos casos, lo que podríamos calificar de “democracias dictadas”²⁴¹. Según el Banco Mundial²⁴², las principales razones

²⁴¹ Con este término nos referimos a muchos de los regímenes políticos que abundan en la región. Son aparentes democracias en las que la voluntad del pueblo que impera en una democracia se sustituye por los dictados de la “familia real” gobernante, que normalmente acompañada de mucha mano dura, mueve los resortes de poder detrás de un aparente manto democrático.

²⁴² El Banco Mundial ha hecho innumerables estudios sobre este tema. La referencia a los factores de abandono de las inversiones en países emergentes está específicamente sacado del documento “The World Bank Project Finance &

argumentadas para abortar inversiones en países emergentes son: i) la falta de protección legal de los inversores, haciendo especial referencia a la inexistencia de un poder judicial independiente y capaz si fuera necesario de llevar la contraria al poder ejecutivo (detrás de este motivo están el 63% de los abandonos de inversiones en estas regiones); ii) la falta de disciplina de pago por parte de los consumidores (a esta variable se le atribuyen el 36% de los abandonos) y iii) la no existencia de apoyos gubernamentales o de entidades multilaterales (a este factor se le responsabiliza en un 40% de los casos). No es objeto de esta tesis realizar un detallado análisis del factor riesgo país en las inversiones, pero sí apuntaremos que en la alternativa de una inversión en MENA sí se puede dar en función del país concreto la primera y más importante de las razones de abandono de las inversiones en países emergentes.

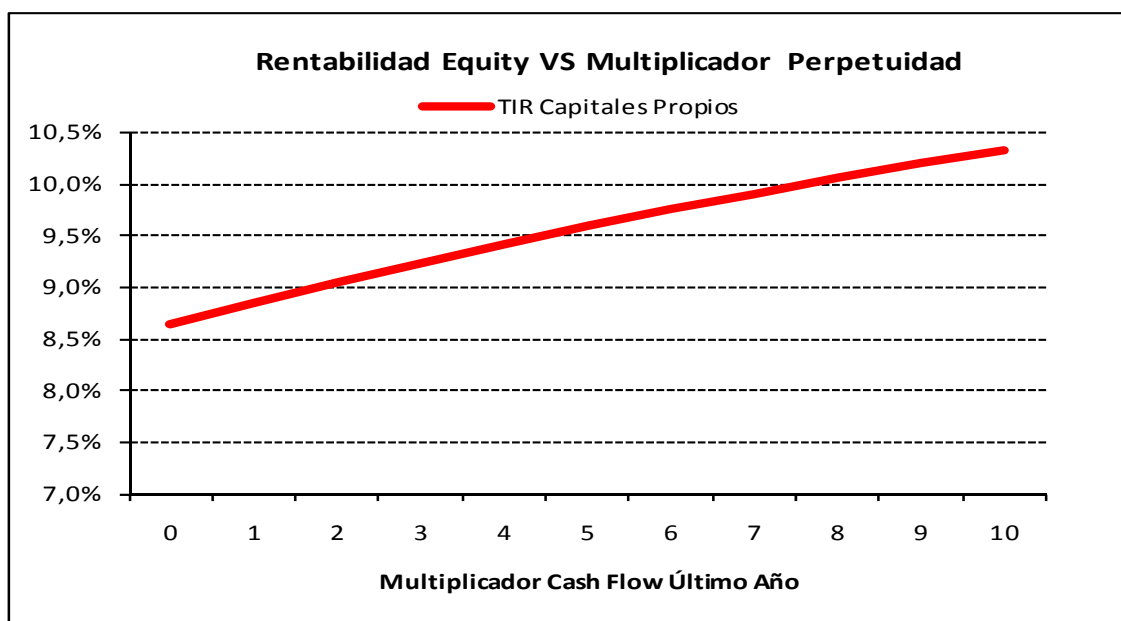
- En el caso del proyecto de sistema puro de PPAs, se trata de una inversión mucho más correlacionada con el entorno económico. Esta vinculación, superior al caso tarifario europeo y al sistema mixto norteamericano, se debe a la existencia del riesgo demanda (en caso por ejemplo de una fuerte contracción de la actividad económica del país), por el riesgo país y por el riesgo de solvencia financiera de la contraparte (cuya salud financiera sí que puede estar obviamente influida por una coyuntura económica concreta en mucha mayor medida que un Gobierno).
- De igual forma, hay que insistir en el hecho de que la no existencia de un marco normativo que aporte el factor de tranquilidad que supone la eliminación del riesgo de demanda reduce la “financiabilidad” del proyecto. Esta es sin lugar a dudas la mayor diferencia con el caso europeo. Si el proyecto se financia a través de entidades locales, habría que señalar una serie de factores adicionales que dificultarían el fondeo del proyecto con deuda:
 - Menor madurez del sistema financiero de la región, que conoce menos y tiene menos experiencia en la financiación de los proyectos renovables.

Guarantees”. El documento específico es: “*Growing risk aversion in emerging markets and the need for risk mitigation*”. Workshop on Tools for Risk Mitigation in Small-scale Clean Infrastructure Projects. World Bank. 19 de Noviembre de 2003. La ponencia específica se puede descargar en formato presentación de la página web: <http://wbcarbonfinance.org/docs/CarbonFinanceRiskManagementWorkshop.ppt>.

- Dadas las limitaciones culturales de las reglas del “*islamic finance*”, los esquemas son menos estándares para un inversor internacional, y aunque económicamente no difieren mucho, parece claro que la novedad de las estructuras que respeten la “*sharia*” no son un factor de generación de confianza
- La no existencia de un marco normativo hace que los proyectos se apalanquen hasta niveles inferiores (cercanos al 50% si no existe algún tipo de apoyo público) ya que sigue vivo el riesgo de demanda y de insolvencia de la contraparte.
- La menor duración temporal de los contratos PPAS (que deberían aspirar a tener una duración superior, por encima de los 25 años²⁴³ y ampliable por periodos adicionales de forma automática) frente a las tarifas cuya garantía se extiende hasta los 20-25 años provoca que las financiaciones se aborden a plazos menores, o que incluso se contemplen re-financiaciones a mitad de la vida del proyecto.
- Los planes de negocio “tipo” en el campo termosolar bajo el sistema de PPAs puro suelen ser más conservadores, ya que normalmente no contemplan una vida útil para el activo más allá de la duración del contrato PPA o si lo hacen, le asignan un valor muy reducido. Esto explicaría por qué los planes de negocio en MENA o en Europa son menos sensibles al valor residual del activo. Normalmente, los números se hacen de forma muy conservadora y se asume una generación de caja que es aquella que tiene soporte contractual (la duración del PPA) y al resto se le asigna un valor significativamente menor.

²⁴³ Así lo señala también la organización Desertec. Específicamente señala: “*Establish the necessary political, legal, regulatory and economic framework for long term power purchase agreements (PPA) between EU and MENA countries for solar electricity from MENA. These agreements should hold for about 25 years, should be guaranteed by the EU and cover the cost of production and transport and a reasonable return on equity. This is necessary to trigger private investment, for at least a total of 20 GW capacity.*” From the White Book “Clean Power from Deserts” to an Apollo-Programme DESERTEC for Energy, Water and Climate Security Elements of an action program proposed by The Club of Rome/TREC. Desertec Organization. Noviembre de 2007. Puede descargarse el documento completo en formato electrónico de la página web: http://www.desertec.org/downloads/articles/apollo_program.pdf

Grafico VI.112. Sensibilidad de la TIR a la inclusión del valor residual



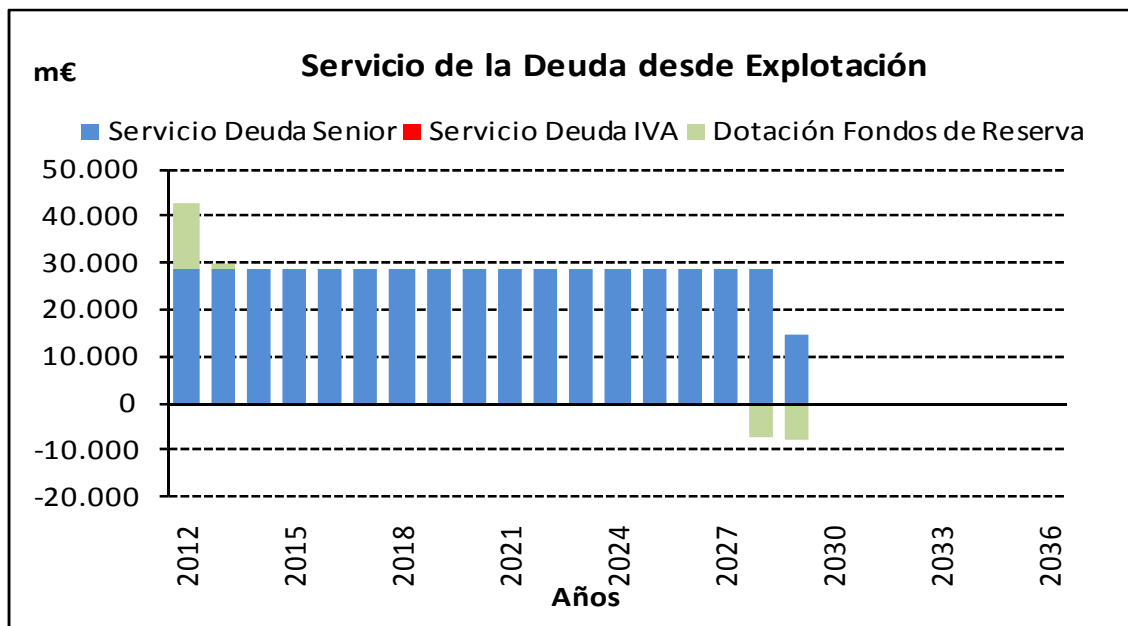
Fuente: Elaboración propia.

- La estabilidad y previsibilidad de los flujos de caja bajo un sistema puro es ciertamente menor, por lo que aleja el modelo de negocio de ser un "proxy" a los instrumentos de deuda pública. De hecho, en el caso de MENA es el caso de los tres analizados en el que el apoyo "público" explícito es menor, por lo que los inversores a la hora de analizar este tipo de inversiones perciben una prima de riesgo superior a las otras dos alternativas geográficas.

Esta actitud del inversor tiene una base empírica clara. No hay nada más que ver la realidad más cercana en el tiempo para comprender la reacción del inversor. En el mes de Diciembre de 2009, *Dubai World*, le mayor holding inmobiliario de Dubai y de propiedad pública realizó un anuncio de imposibilidad de atender al servicio de su deuda.

Dubai es uno de los siete emiratos que integran los Emiratos Árabes Unidos. Este es probablemente uno de los países en el Golfo Pérsico que mejor reputación internacional tenía y a pesar de ello, la noticia provocó una escalada de nerviosismo en la comunidad inversora muy considerable, disparándose la prima de riesgo para Dubai por encima de los 600 p.b. en los días posteriores a dicho anuncio.

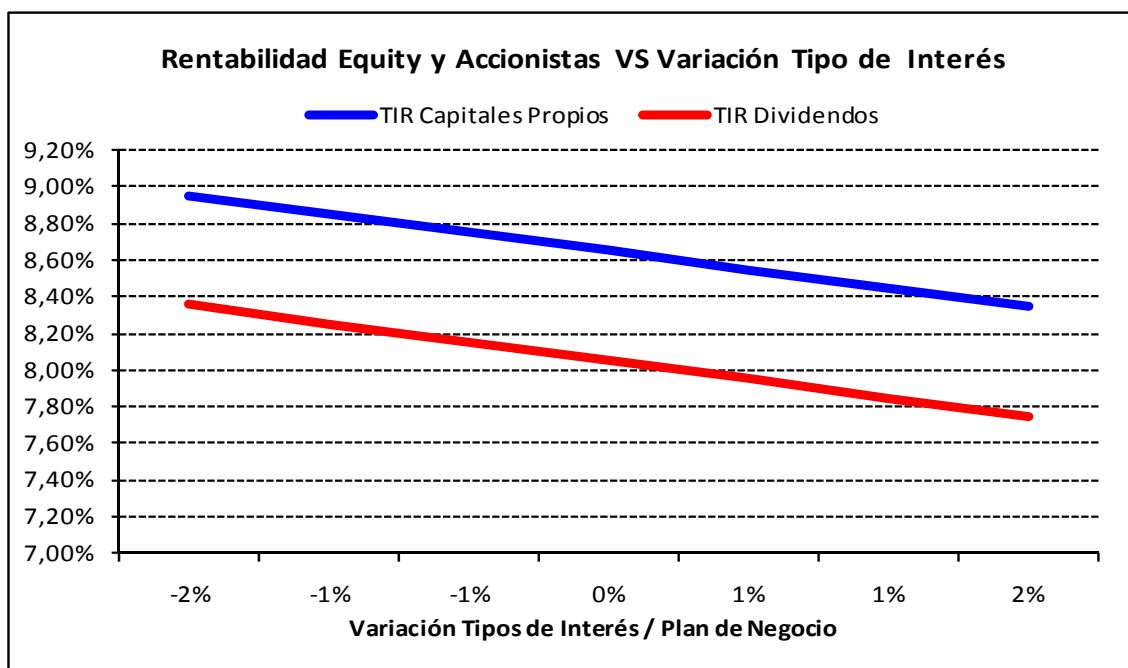
Grafico VI.113. Evolución del Servicio de la Deuda



Fuente: Elaboración propia.

- A pesar de los menores apalancamientos “comerciales”, la variación de las rentabilidades ante fluctuaciones en los tipos de interés no es extraordinariamente elevada.

Grafico VI.114. Sensibilidad de las rentabilidades frente a la evolución de los tipos de interés



Fuente: Elaboración propia.

- Tal y como hemos señalado en apartados anteriores, los riesgos principales que se han identificado en un proyecto termosolar en el mercado MENA son el riesgo financiero asociado al riesgo de demanda y de solvencia financiera de la contraparte, el riesgo técnico, y adicionalmente, para un inversor internacional, también el riesgo "país".

Así, financieramente se trataría el riesgo país como algo que afectaría al proyecto termosolar durante toda su vida, lo que querría decir que una vez identificado, habría incorporarlo al modelo de negocio.

Al tratarse de un riesgo "estructural" del negocio y no coyuntural que afecte a un par de ejercicios económicos, el lugar para su reflejo es la tasa de descuento, el coste de capital o WACC (*weighted average cost of capital*).

Esta misma reflexión habría que aplicarla al riesgo financiero relacionado con el riesgo de demanda y con el riesgo de contraparte, si bien este último es mitigable mediante algunos instrumentos financieros como los Credit Default Swaps (CDS) que hemos comentado en epígrafes anteriores.

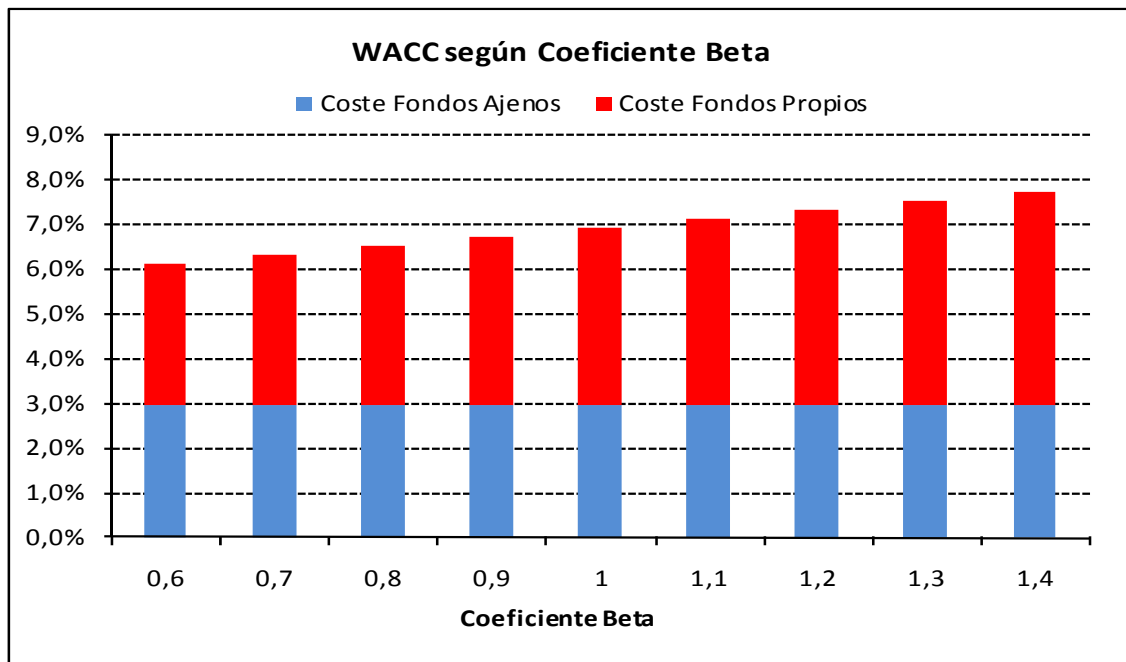
Adicionalmente, a la tasa de descuento habría que añadir un factor adicional de "riesgo país" que durante 2009 para los Emiratos Árabes Unidos ha variado significativamente, oscilando entre los 150 puntos básicos²⁴⁴ hasta los 350 puntos básicos cuando estalló el escándalo de mora de deuda del holding Dubai World²⁴⁵ el mes de Diciembre de 2009 (que se tradujeron en más de 600 puntos básicos cuando se refería específicamente a Dubai según Bloomberg).

²⁴⁴Fuente:

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html.

²⁴⁵ La prensa tanto nacional como internacional se hizo eco de forma continuada de la noticia, ya que en su momento se pauntaba como una muestra más de la débil recuperación económica a nivel mundial. Hemos seleccionado sólo como botón de muestra un artículo del diario Expansión, cuyo título era bastante ejemplarizante "¿El mayor default público desde Argentina? Dubai solicita la moratoria de la deuda de su holding estatal". Para ampliar más información se puede consultar la página web del diario Expansión: <http://www.expansion.com/2009/11/26/inversion/1259230789.html>

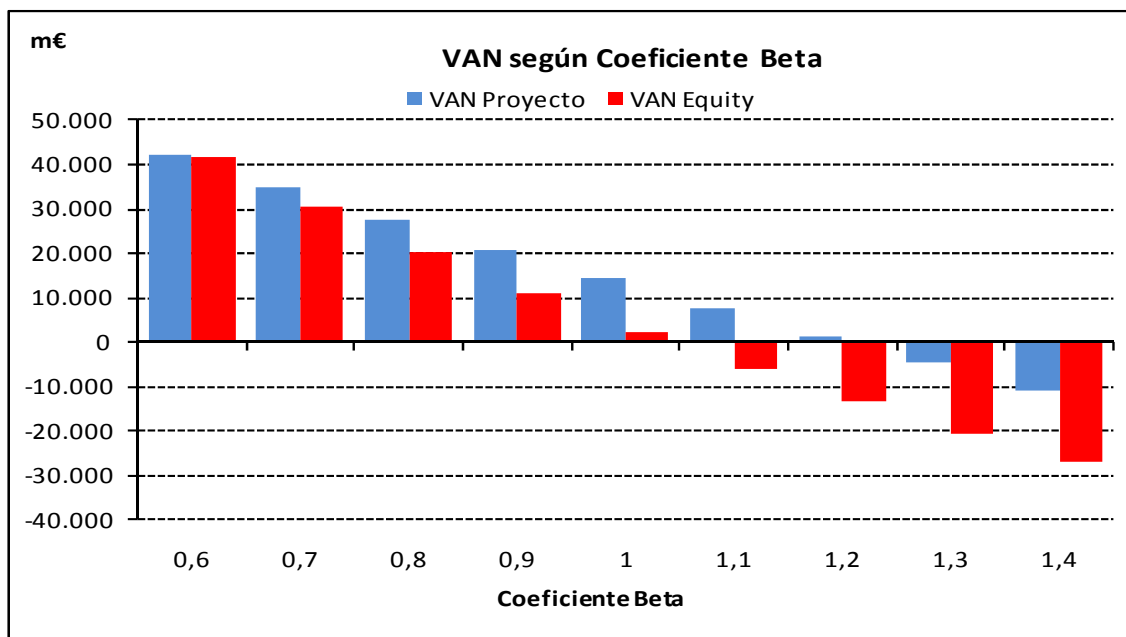
Grafico VI.115. WACC según perfil de riesgo incorporado en el coeficiente beta



Fuente: Elaboración propia.

El incremento de riqueza que experimente el accionista estará íntimamente relacionado con el perfil de riesgo técnico, financiero del proyecto y de país donde finalmente se ubique.

Grafico VI.116. VAN según el riesgo incorporado en el coeficiente beta

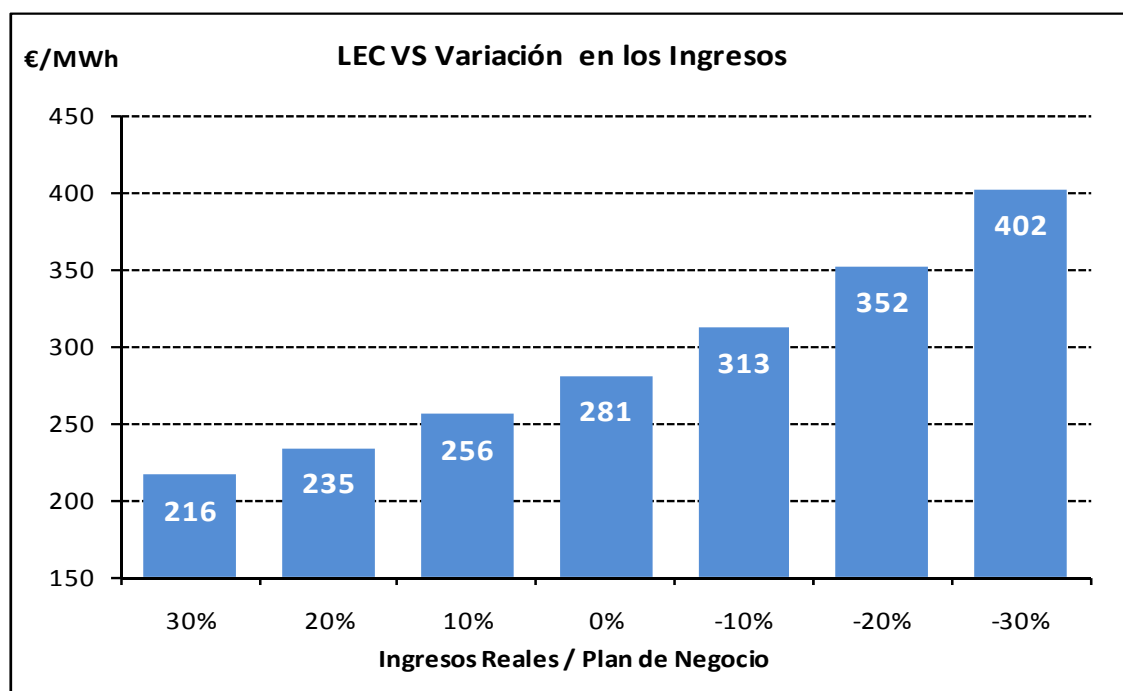


Fuente: Elaboración propia.

- En términos de LEC²⁴⁶ (*Levelized cost of electricity*), el proyecto en MENA arroja valores más atractivos que el desarrollo europeo. El LEC para el proyecto en MENA asciende a los 281€ / MWh frente a los 327 €/MWh que presentaba el proyecto español y los 249 €/MWh que presentaba el proyecto norteamericano bajo la misma metodología de cálculo del LEC.

Este criterio de LEC como ya señalábamos con anterioridad, tiene en cuenta los costes de la inversión y también los costes de la financiación para llegar a producir un “coste homogéneo” de la electricidad como base de comparación.

Grafico VI.117. Sensibilidad de las rentabilidades a la evolución de los planes de negocio



Fuente: Elaboración propia.

Se ha calculado en el caso anterior el LEC para el proyecto cilindro parabólico de 100 MW bajo un entorno puro de PPAs, y se ha realizado un análisis de sensibilidad a la posible evolución futura de los ingresos del plan de negocio.

²⁴⁶ Se entiende por COE o LEC (*Levelized Cost of electricity*), el coste constante en la divisa correspondiente del precio de la electricidad que se requiere a lo largo de la vida de la planta para cubrir los gastos de operación, de capital y la retribución del accionista.

6.5.3 Conclusiones del análisis de los planes de negocio en un entorno de iniciativa privada pura sin apoyo público.

Lo primero que hay que señalar es que el mercado de MENA es un “neonato” en términos del mercado de las energías renovables. En el caso de muchos de los países que integran esta región, además coincide que son propietarios de las mayores reservas de combustibles fósiles (petróleo, gas natural) del mundo.

De hecho, basta con revisar la lista de países integrantes de la OPEP (organización de países exportadores de petróleo) para comprobar el peso que tienen en la región MENA²⁴⁷. La OPEP está integrada por cinco países fundadores (Arabia Saudí, Iraq, Irán, Kuwait y Venezuela). Posteriormente, la organización se amplió con siete miembros más: Angola, Ecuador, Nigeria, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Qatar. Otros países que hoy ostentan la categoría de ex-miembros son Gabón, e Indonesia. La OPEP vivió su primera ampliación en 30 años en enero de 2007 cuando Angola se convirtió de forma oficial en el duodécimo socio del grupo, tras pedir su ingreso en la reunión de la OPEP en Abuja (Nigeria) de diciembre de 2006.

Otros países productores de petróleo, aunque no son integrantes de la OPEP, como Sudán, México, Noruega, Rusia, Kazajistán, Omán y Egipto, participan regularmente como observadores en las reuniones ordinarias del grupo.

Es decir, si uno revisa la lista de los principales países con reservas de combustibles fósiles, uno comprende en seguida la enorme importancia geo-estratégica, política y económica de la zona a nivel mundial. Cabe entonces preguntarse qué hacen algunos de los principales productores de combustibles fósiles en la lista de “destinos geográficos” de innovadores desarrollos termosolares. La respuesta es muy sencilla: preparándose para el futuro. Muchos de los países de la zona MENA han comprendido que los combustibles fósiles son un bien “finito” y por tanto deben aprovechar la generación de caja que se origina en estos recursos para sentar las bases del aprovechamiento de otro recurso en el que son extraordinariamente ricos: la irradiación solar.

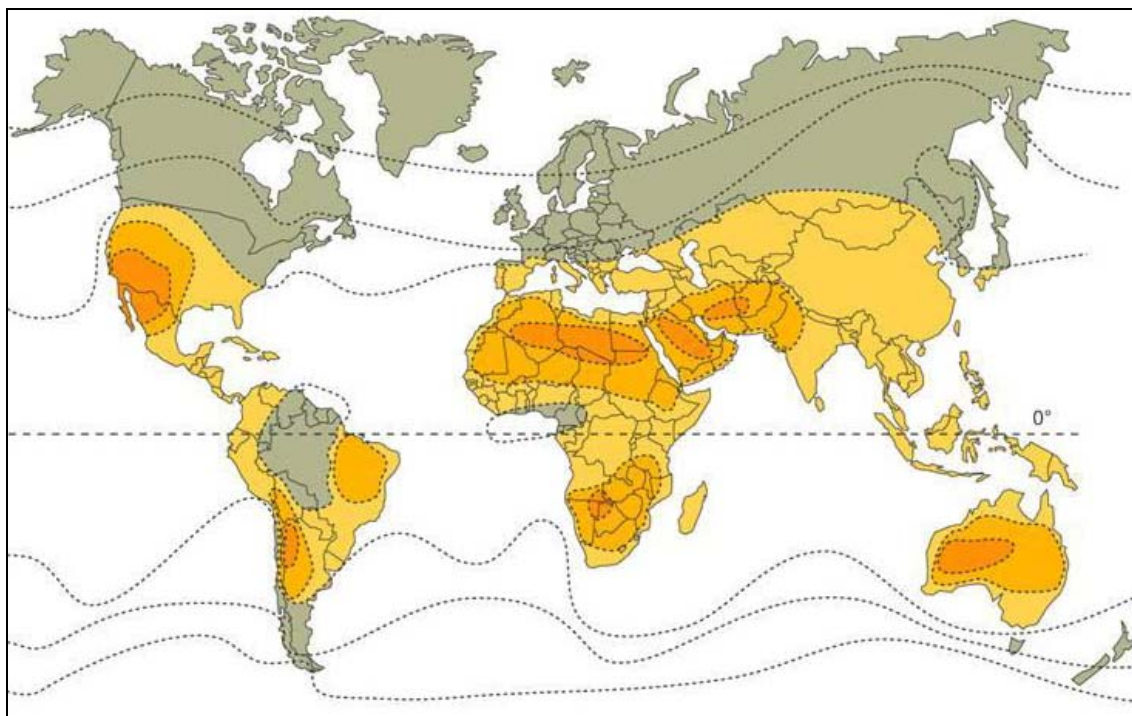
²⁴⁷ Según el último informe de “BP Statistical Review of World Energy. June 2009”, solo la región de Oriente Medio tiene un 59,9% de las reservas mundiales de petróleo, a lo que habría que sumar las aportaciones de los países del Norte de África. Sólo añadiendo las reservas probadas de Argelia, Libia, y Egipto, llegamos a que el 64,7% de las reservas probadas del mundo están en la región MENA. Para más información consultar el informe completo “BP Statistical Review of World Energy. June 2009”. British Petroleum. Year 2009. Accesible en la página web de la petrolera BP: <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>

A pesar de que en la región se empieza a apostar tímidamente por algunas de las renovables (fundamentalmente eólica y termosolar), la realidad es que la región MENA es la más inmadura de las tres analizadas en cuanto a la experiencia renovable. Coincide adicionalmente con el hecho de que es la región económicamente menos desarrollada, por lo que ambos factores claramente configuran un resultado muy diferente a lo visto en Europa y EEUU.

Respecto al recurso natural, MENA presenta dentro de su territorio zonas absolutamente óptimas desde el punto de vista de la irradiación solar. Probablemente, las más idóneas en el mundo aunque con algunos matices técnicos que iremos introduciendo (en algunas regiones altísimos valores de irradiación se ven acompañados de la total indisponibilidad de agua (sea dulce o salda) y de la existencia de gases, polvo y aerosoles en suspensión que reducen la radiación directa a nivel del suelo.

Reproducimos a continuación el mapa de irradiación solar a nivel mundial, buscando la comparación en irradiación de MENA respecto a las otras dos zonas consideradas: EEUU y Europa.

Grafico VI.118. Mapa de irradiación solar a nivel mundial.



Fuente: Protermosolar.

Parece evidente que no sólo en términos de combustibles fósiles son afortunados, sino también en recurso solar. Si bien es cierto, que para poder aprovecharlo se necesita otro de los factores que se han apuntado como potencialmente diferenciales: la "capacidad tecnológica" y en este extremo, la realidad es que MENA es con diferencia la zona con menor madurez tecnológica.

Apenas existen en la región polos de desarrollo técnico reseñables a nivel internacional, y a pesar de que son muchos los esfuerzos por empezar a desarrollar en este sentido la región, todavía podríamos hablar de términos comparativos de total inmadurez respecto a EEUU y Europa.

Si la región MENA quiere de verdad apuntar al liderazgo de las energías renovables, el primer paso consistiría claramente en desarrollar una industria de base que sirviera de soporte a los nuevos desarrollos, porque actualmente todo lo que se puede hacer es "Importar" el talento.

Tampoco la región parece estar especialmente dotada en términos de red de transporte de la energía, ya que la disponibilidad de los puntos de enganche de las nuevas instalaciones es sin duda un cuello de botella en muchos lugares que limita el crecimiento de las renovables.

En el mercado MENA existe un cuasi-monopolio, de tal forma que las infraestructuras de transporte y en general la gestión de la generación está en manos de un dominador de mercado, casi siempre con un accionariado completamente público. Este es el caso de ADWEA (*Abu Dhabi Water and Electricity Authority*) para el proyecto "tipo" que hemos escogido como modelo en la región, "Shams".

A mediados de 2006, la capacidad total de producción eléctrica de los EAU era de 16.220 megavatios (Mw) frente a los 9.600 Mw de 2001, y la industria prevé que en 2010 la capacidad haya ascendido a casi 26.000 Mw. Actualmente, la Autoridad de Agua y Electricidad de Abu Dhabi (ADWEA) es responsable del 53% de la capacidad total; la Autoridad de Electricidad y Agua de Dubai (DEWA), del 29%; la Autoridad de Electricidad y Agua de Sharjah (SEWA), del 11%; y la Autoridad Federal de Electricidad y Agua (FEWA) es responsable del 7% de la capacidad restante.

Cerca del 97% de la producción se genera utilizando gas natural y el 3% restante se produce mediante sistemas de generación diesel o turbinas de vapor (principalmente en los Emiratos del Norte). A partir de mediados de 2007, Qatar suministra el gas natural a los complejos de

agua y electricidad de Abu Dhabi, Dubai y Fujairah a través del gaseoducto de 370 kilómetros de longitud de Dolphin.

Por consiguiente, en términos de infraestructuras básicas de partida, se puede apreciar cómo el proyecto de inversión termosolar en la región MENA arrancaría con importantes desventajas frente a sus proyectos gemelos en EEUU y Europa.

Por otra parte, también se apuntaba que para que se produjera un despegue de las energías renovables era necesario un determinado "contexto económico y social" proclive a ello²⁴⁸. Es decir, incorporar de forma significativa en el portafolio de generación energética un porcentaje relevante de energías renovables tiene claramente un coste para el consumidor final, quien deberá pagar más por el recibo de luz, al menos a corto y medio plazo. En el caso de MENA este tema es bastante complejo, ya que los nacionales de los Emiratos Árabes Unidos, actualmente no pagan nada en concepto de electricidad, es un "regalo" del Estado hacia sus ciudadanos nacionales. Este punto de partida complica aún más si cabe el despliegue de proyectos de energías renovables, ya que deberían suponer, salvo que las arcas del Estado lo sufraguen, un coste adicional para el consumidor.

Pero si importantes son los anteriores factores, a nuestro juicio, uno de los más relevantes es la madurez del "sistema financiero".

Hay dentro del sector dos realidades: la banca internacional que se mueve con parámetros internacionales en cuanto a estructuras, costes y garantías, y un subsector dentro del financiero, integrado por las entidades financieras islámicas, y todo lo que ello conlleva consigo como hemos señalado anteriormente.

²⁴⁸ Volvemos a tomar como referencia la encuesta realizada por la Universidad de Oxford en colaboración con Nielsen. En referencias anteriores, se apuntaba a la baja concienciación sobre medioambiente en el caso del ciudadano norteamericano medio. Ya apuntábamos que la inquietud mundial por el cambio climático se había reducido cuatro puntos respecto a 2007, pasando de un 41% que decía estar "muy preocupada" a un 37% este año, al tiempo que el 78% de la población mundial manifiesta estar "muy o bastante preocupada" por el medio ambiente.

"La preocupación mundial por el cambio climático se está enfriando", precisaba Nielsen, que vincula la menor intranquilidad con la crisis económica mundial, "dado que ha introducido nuevos motivos de preocupación más palpables e inmediatos".

En el caso concreto de Oriente Medio y África, el 82% de las personas se siente "muy o bastante preocupadas" por el medio ambiente, un 71% en Europa y un 65% en Norteamérica. En concreto, el 87% confiesa sentirse "muy o bastante preocupados" por el cambio climático, con el porcentaje más alto en Latinoamérica, con un 96%; un 90% en Asia Pacífico; un 85% en Europa; y un 79% de los norteamericanos.

Hasta ahora los desarrollos más importantes en la región MENA se han producido siempre de la mano de los bancos internacionales, quienes participan activamente en el mercado de Oriente Medio siempre y cuando se de un esquema de garantías razonable. Con esto último nos referimos a que la banca internacional, con esquemas puramente comerciales, es muy complicado que entre con estructuras financieras de *project finance* y plazos cercanos a los 20 años.

Sólo cuando detrás de la promoción del proyecto se encuentre una entidad pública o semipública con un rating internacional lo suficientemente atractivo, entonces sí entra en esquemas de financiación de proyectos más clásicos. En el caso del proyecto Shams, la entidad promotora es Masdar, filial al 100% de Mubadala²⁴⁹, que es el vehículo público de inversión del Gobierno de Abu Dhabi en proyectos de economía real, esto es, excluyendo participaciones financieras en mercados cotizados. Mubadala obtuvo un rating de "AA", lo que le permitía presentarse a las entidades financieras como la entidad con mejor solvencia financiera de la región MENA.

La conclusión por tanto es que la financiación otorgada por bancos internacionales es posible siempre y cuando se den suficientes garantías por parte de entidades solventes bajo la óptica de las agencias internacionales de rating. Aún así, suele ser habitual el esquema de *project finance* con "*soft miniperm*" para los proyectos de energías renovables en la región MENA. Sin estos garantes, la financiación sólo puede ser corporativa, lo que dañaría irremediabilmente las rentabilidades de los inversores.

Por último, evidentemente, la comparación de la estabilidad y garantía de un sistema de tarifas contra un sistema único de PPA no es

²⁴⁹ En el caso del proyecto Shams, para la financiación del proyecto fue absolutamente clave la asignación de un rating por parte de las agencias internacionales. El rating inicialmente obtenido ha sido de "AA", lo que la convierte en la única entidad en la región con semejante nivel de solvencia. La propia Mubadala en su comunicado decía textualmente: "*September 16, 2008: Mubadala Development Company (Mubadala), the Abu Dhabi-based business development and investment company, today announced that it has been assigned AA long-term credit ratings by the three global credit rating agencies: Moody's, Fitch Ratings, and Standard & Poor's. Mubadala is the only company in the MENA region to have been assigned AA2/AA/AA by each agency. The high investment grade ratings allow the company to present a clear picture of the company's financial and credit worthiness to investors, lenders and other market participants. The ratings also reflect Mubadala's reliability as a business partner, the growth and strength of its portfolio, and its position as a leading force in Abu Dhabi's and the UAE's economic development and diversification*". Para ampliar información consultar la página web: <http://www.mubadala.ae/en/media/press-releases/ratings-agencies-assign-aa-to-mubadala.html>

equilibrada. Tanto la comunidad inversora como el sistema financiero prefieren claramente un régimen de tarifas frente a un sistema puro de PPA en el que el riesgo está sumamente concentrado en la contraparte. Como ya ocurría en el caso norteamericano, el contrato PPA se firma entre dos entidades mercantiles privadas, y por tanto, su viabilidad financiera y su estabilidad en términos de solvencia son claves para el plan de negocio termosolar.

En segundo lugar, un marco normativo tarifario elimina el riesgo de la demanda, lo cual constituye un factor de garantía adicional que se pierde con un sistema puro como el de MENA. Los contratos PPAs tienen duraciones de entre 15-25 años²⁵⁰ a través de los cuales la eléctrica compradora de la generación eléctrica compra la producción del proyecto solar bajo determinados condicionantes de demanda y de distribución horaria diaria, de forma que no funcionan en ese sentido como los sistemas tarifarios en los que se garantiza la compra de la totalidad de la producción independientemente de las condiciones en que se produzcan y de su distribución temporal.

En lo que se refiere a los requisitos administrativos necesarios para la ejecución del proyecto, creemos que sí existen diferencias significativas con el mercado europeo y norteamericano. La razón fundamental es que si existe voluntad política del máximo órgano de decisión, el resto de "ventanillas administrativas" se pliegan a la decisión por razones jerárquicas en ese tipo de "democracias dictadas". Por otra parte como inconveniente, la transparencia de todo el proceso es significativamente menor que en Europa y EEUU, y por tanto, la obtención de permisos, licencias e informes medioambientales puede tornarse en un proyecto arbitrario.

Por todo lo anteriormente apuntado, no es sólo la no existencia de un sistema de tarifas lo que explicaría el menor desarrollo de los proyectos termosolares, sino también la menor madurez y entendimiento de estos proyectos por parte del sistema bancario y financiero, un consumidor menos dispuesto a pagar el extra-coste termosolar, un estado de la tecnología todavía muy inmaduro, y un riesgo país que hace que el inversor reclame en este caso retornos más altos que en las otras dos alternativas de inversión.

La rentabilidad del proyecto en el entorno del 8,6% con un coste de financiación de la deuda del 7,75% conducen al proyecto a un delicado equilibrio: cualquier variación por mínima que sea puede

²⁵⁰ Sirva como botón de muestra el PPA firmado en Junio de 2007 entre Qatar General Electricity and Water Corporation (Kahramaa) y Mesaieed Power Company Limited (MPCL) con una duración de 25 años.

traducirse en un VAN para los Capitales Propios negativo. Un repunte del riesgo país, un aumento de la beta o cualquier *covenant* financiero que dispare el coste de la financiación son razones suficientes para que el proyecto destruya riqueza desde el punto de vista de los accionistas. Por tanto, al ser este proyecto el de menor retorno y el de más riesgos, pensamos que sería el último de los destinos elegidos por el dinero a la hora de invertir en energías renovables, y más concretamente en la tecnología termosolar.

6.6 Conclusiones.

En primer lugar, el análisis comparativo de las tecnologías termosolares más maduras desde un punto de vista industrial, apunta claramente hacia la conclusión de que los desarrollos cilindro parabólicos son hoy el presente más rentable. Sin embargo, dadas sus limitaciones técnicas y la situación “duopolística” de algunos de sus suministros, es la tecnología de torre central la que a futuro apunta mayor margen de mejora, y por consiguiente, es previsible que una vez eliminadas las “contingencias técnicas” claramente sobre-dimensionadas en la actualidad, sea la tecnología termosolar del futuro, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

La rentabilidad medida en términos de TIR del de los capitales propios en el proyecto cilindro parabólico bajo el sistema tarifario alcanza un valor de 12,5%. Y eso asumiendo que el modelo sólo contempla los valores de producción eléctrica garantizada contractualmente por el contratista del EPC. Esto quiere decir, que si nos ajustamos a la realidad, e introducimos en el modelo el valor de producción “esperada”²⁵¹ y no el valor garantizado, la TIR de los capitales propios se elevaría hasta el entorno del 17%. Esta rentabilidad es lo suficientemente atractiva como para atraer la inversión privada, más aún cuando el riesgo del proyecto termosolar bajo un esquema de tarifas es casi en exclusiva, un riesgo técnico perfectamente asumible dado el avance y madurez de la tecnología.

Por tanto, en términos cuantitativos, los planes de negocio señalan que estamos ante inversiones rentables, muy atractivas en comparación con otras alternativas, tanto en perfil de riesgo como en oferta de retorno.

Respecto a la comparativa internacional, parece claro que el sistema de tarifas favorece la llegada del dinero privado: da estabilidad, da

²⁵¹ Los valores esperados en producción suelen situarse en torno al 10%-15% por encima de los valores garantizados.

previsibilidad, elimina el riesgo de demanda y aumenta la "financiabilidad" de los proyectos. Pero todo esto sobre la base de un marco tarifario estable, porque de lo contrario, la falta de estabilidad institucional en términos de marco normativo, supondría la desaparición del sector.

En términos de retorno, el proyecto cilindro parabólico europeo compara mejor que la ubicación norteamericana, otras dos ubicaciones, si bien es cierto, los otros dos proyectos no se encuentran excesivamente lejos en términos de rentabilidad.

Lo que ha provocado sin embargo el enorme desarrollo del mercado europeo, frente a un estancamiento del mercado termosolar norteamericano y el de la región de MENA es, bajo similares rentabilidades, la "financiabilidad" de los mismos. El sistema financiero europeo es de largo un factor clave del éxito del desarrollo termosolar. Conoce las renovables, y está dispuesto a poner encima de la mesa esquemas de financiación a largo plazo que permitan optimizar el caso base bancario.

Y esto a pesar de que las condiciones naturales en Europa son las peores de las tres regiones comparadas. La irradiación es inmejorable en MENA, pero la falta de estabilidad política de la región que contribuye a percibir un "riesgo país" adicional en términos de exigencia de retorno, la falta de madurez tecnológica y de su sistema financiero hacen que éste sea el peor destino del dinero en términos de los planes de negocio cilindro parabólicos. En MENA, bajo un sistema de contratación íntegramente privado, el riesgo percibido por el inversor se debería ver compensado con un extra de retorno que no arroja el plan de negocio, por lo que no pensamos que esta zona del mundo vaya a liderar los desarrollos termosolares a largo plazo, a pesar como se apuntaba, de su privilegio natural en términos de irradiación solar.

Por el contrario, lo que actualmente está frenando a EEUU es por un lado la falta de esquemas de financiación a medida para el caso base termosolar. Las entidades financieras más activas en financiación bancaria a largo plazo en el mercado norteamericano son, paradójicamente, entidades financieras europeas. De otro lado, al mercado norteamericano le falta una mayor dosis de realismo en una de las patas de remuneración, los contratos PPAs. Mientras se han hecho muchos esfuerzos institucionales, estableciendo mecanismos de monetización de los créditos fiscales (ITC), el sector privado sigue firmando PPAs con costes de generación simplemente irrealistas. Esto se hace simplemente con la intención de cumplir "formalmente" con la

obligación impuesta por los *Renewable Portfolio Standards (RPS)*, pero sin la voluntad real de sacar adelante los proyectos termosolares por el momento, cuyo coste de generación es superior a la generación fósil e incluso, superior a otras alternativas renovables (como la eólica).

En cuando el mercado norteamericano desarrolle las soluciones de financiación, y sobre todo, cuando los contratos PPAs sirvan no para “excusarse” sino para de verdad hacer viables proyectos de inversión en el campo termosolar, será entonces el momento en el que el mercado norteamericano lidere el mercado termosolar a nivel mundial. Está naturalmente más y mejor dotado, tiene experiencia renovable y un mercado significativamente mayor en términos potenciales.

Superados estos escollos, EEUU será el mercado termosolar del futuro²⁵². El presente es claramente de Europa²⁵³ y su sistema de tarifas que compensa una menor dotación natural. En el caso de MENA, su comportamiento futuro es una incógnita, y pensamos que estará íntimamente ligado a su evolución como región y la percepción que de ella tenga el inversor internacional a futuro.

²⁵² SCHOTT. “White paper on solar thermal power plant technology”. Edition Schott. Year 2009.

²⁵³ PITZ-PAAL, ROBERT; DERSCH, JÜRGEN & MILLOW, BARBARA. ECOSTAR. “European Concentrated Solar Thermal Road- Mapping”. Deliverable N°. 7. Roadmap Document. DLR Edition. Year 2005. En el epígrafe 1.3. *Summary of findings* de la página 16, textualmente los autores afirman: “The most mature technology today is the parabolic trough system that uses thermal oil as a heat transfer medium. Several 50 MWel units using thermal energy storage based on molten salt are currently planned in Spain. The present ECOSTAR evaluation estimates levelized electricity cost of 17-18 cents€/kWh for these initial systems”. Los autores apuntan de igual forma que el presente está dominado por los desarrollos tecnológicos europeos y los desarrollos de plantas dentro de las fronteras de la UE frente a un prometedor futuro en EEUU que todavía no está suficientemente maduro para estar a la altura del mercado tarifario europeo.

CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES DE LA TESIS DOCTORAL

7. CONCLUSIONES DE LA TESIS DOCTORAL

7.1. Conclusiones de la tesis doctoral.

La preocupación por el medio ambiente no es una moda. Ni si quiera es algo pasajero y efímero. Tampoco es actualmente un tópico a cuyo debate se entregan apasionadamente un grupo marginal de científicos. El calentamiento global es ya una preocupación del ciudadano medio que sin duda va a tener a largo plazo mucha influencia sobre muchos aspectos de su vida cotidiana, en su faceta como consumidor, como cliente y por supuesto, como inversor.

Siguiendo la afirmación de LLEWELLYN²⁵⁴, estamos delante de un evento colosal que gradualmente va a cambiar muchos aspectos de nuestro entorno en un sentido muy amplio:

"El calentamiento global será con toda probabilidad una de esas fuerzas colosales que como otras – globalización, envejecimiento de la población- gradual pero poderosamente, irá cambiando el escenario económico en el que operan los inversores, y será uno de esos cambios que provoque repentinos movimientos en el precio de los activos. El cambio climático representa en sí mismo muchos desafíos, pero al tiempo, también muchas oportunidades de negocio".

En este entorno, cuya realidad demanda acciones inmediatas y decididas, sin caer ni en falsos alarmismos ni dramatismos excesivos²⁵⁵, la decisión y determinación política de asumir compromisos concretos

²⁵⁴ LLEWELLYN, John. "The business of Climate Change. Challenges and opportunities". Ed. Lehman Brothers Research. London. UK. February. 2007. 143 pages. Este primer informe fue complementado por un segundo que merece la pena ser leído por estar centrado más en las consecuencias de los impactos que el cambio climático puede tener en el mundo empresarial. LLEWELLYN, John & CHAIX, Camille. "The business of Climate Change II. Policy is accelerating with major implications for companies and investors". Ed. Lehman Brothers Research. London. UK. September. 2007. 90 Pages.

²⁵⁵ No son pocas las voces de entre los sectores más fundamentalistas del proteccionismo medioambiental los que propugnan modelos de generación energética exclusivamente "verdes", es decir, apoyados al cien por cien en fuentes de generación renovable. Esta idea, más allá del mundo de las utopías es a todas luces impracticable. No se puede caer en fanatismos como los que defienden autores como SERCHUK, Adam. "The Environmental Imperative For Renewable Energy: An Update", April 2000. Renewable Energy Policy Project (REPP). Disponible en el recurso online: <http://www.repp.org/>. Este autor hace un planteamiento absolutamente maximalista en el sentido de que cualquier opción de generación tradicional daña el medioambiente, el clima, el agua, la tierra o la flora y fauna. Concluye afirmando que el imperativo medioambiental son exclusivamente las renovables.

para solucionar los problemas asociados al cambio climático ha sido nula. El reciente acuerdo de Copenhague²⁵⁶ no es nada más que un botón de muestra de ello. Grandes discursos y ningún compromiso serio vinculante capaz de cambiar el curso actual de los acontecimientos:

“El cambio climático es uno de los mayores desafíos de nuestro tiempo. Queremos enfatizar nuestro firme deseo político para combatir urgentemente el cambio climático de acuerdo con el principio de esfuerzos comunes pero a la vez diferenciados en relación a las capacidades de cada país”.

Pero al tiempo que se hacen los altisonantes discursos institucionales reconociendo la importancia del asunto, se debilita enormemente el mensaje a la hora de analizar los compromisos.

“Debemos cooperar para alcanzar el pico de emisiones globales y nacionales tan pronto como sea posible, reconociendo que el calendario para alcanzar dicho objetivo será más largo para los países en desarrollo, teniendo en cuenta que el desarrollo social y económico y la erradicación de la pobreza son las prioridades primeras en esos países y que una estrategia de desarrollo de bajas emisiones es indispensable para el desarrollo sostenible”.

Sin poner muchos algodones en este asunto, la realidad es que la comunidad internacional está fracasando estrepitosamente en el esfuerzo de asumir compromisos que se traduzcan en acciones concretas, en medidas correctoras reales de un crecimiento económico que hasta fechas muy recientes no había interiorizado las dificultades para hacer de dicho modelo, un patrón sostenible a largo plazo.

Es falsa –aunque comúnmente aceptada– la idea de que sólo recientemente la comunidad científica ha aportado evidencias significativas para demostrar el efecto del desarrollo económico sobre el medioambiente. Hace más de cuarenta años, autores como MEADOWS²⁵⁷ apuntaban la necesidad de moderar el crecimiento económico para hacerlo compatible con la conservación de los recursos naturales. No fue una obra que pasara entonces

²⁵⁶ UNITED NATIONS. Framework Convention on Climate Change. “Copenhagen Accord”. Copenhagen. Denmark. 7-18 December 2009. 5 pages.

²⁵⁷ MEADOWS, D.H., MEADOWS, D.L., RANDERS, J & BEHRENS III, W.W. “The Limits to Growth”. Ed. Universe Books. New York. 1972. En este mismo sentido también apuntan MEADOWS, D.H., MEADOWS, D.L. et al. “The Dynamics of Growth in a Finite World”. Ed. Wright-Allen Press. Cambridge (Mass). 1974; MEADOWS, D.H., “Indicators and Information Systems for Sustainable Development”. Sustainability Institute. Ed. Hartland Four Corners VT. 1998.

desapercibida, puesto que consiguió vender más de treinta millones de copias y ser traducida a treinta idiomas. Sin embargo, la realidad es que su testimonio sirvió entonces para poco. Los adversarios de estas tesis conservacionistas tacharon esas ideas de “fanáticas²⁵⁸” y su testimonio cayó en el olvido.

Pero desde entonces muchas han sido las voces que han cambiado su discurso y han empezado a comprender las enormes implicaciones del cambio climático en términos sociales, políticos y económicos. Muchos han sido los economistas que en un principio rechazaban tesis como las de MEADOWS y consideraban que se estaban exagerando las proyecciones sobre la escasez futura de los recursos. En la actualidad STIGLITZ²⁵⁹ es una de las voces más reconocidas que antes engrosaban la lista de los incrédulos y que hoy defienden la falta de sostenibilidad del actual crecimiento económico.

Tal y como apunta RUIZ²⁶⁰, con criterios puramente técnicos, el sistema energético actual no es el adecuado, está fuertemente centralizado, desorganizado, es tremendamente insolidario, contaminante e ineficiente.

Los beneficios de una acción decidida hacia un nuevo modelo energético son claros aunque no todos ellos tangibles a corto plazo. Los daños resultantes del cambio climático pueden ser tan variopintos como el aumento del nivel del mar y las inundaciones, la reducción de los recursos de agua potable, los riesgos para la salud, la modificación de los ecosistemas, los perjuicios para las economías basadas en la agricultura o el turismo, la multiplicación de los riesgos de incendio y de fenómenos climáticos extremos (tempestades, olas de calor), el aumento consiguiente de los costes y gastos en materia de seguro y sobre todo, sanidad. Sin embargo resulta difícil evaluar de forma precisa el importe de los beneficios de tal acción. Por otra parte, las distintas

²⁵⁸ Uno de las mayores críticas que se hicieron a Meadows y una de las mayores fuentes de su desprestigio es que este autor anticipaba el agotamiento de las reservas de petróleo en el año 2000, lo que evidentemente no ha ocurrido. Si bien es cierto, hay que decir en su defensa que los medios tecnológicos con los que hoy se cuentan para extraer el petróleo no tienen nada que ver con los existentes hace cuarenta años, lo cual hace viables hoy perforaciones que en otras épocas eran absolutamente inimaginables.

²⁵⁹ STIGLITZ, J. & FITOUSSI, J-P. “Report by the Commission on the Measurement of Economic Performance and Social Progress” [online], 12 (2009) (<http://www.stiglitz-sen-fitoussi.fr/en/index.htm>).

²⁶⁰ RUIZ HERNANDEZ, V. “El Reto Energético”. Córdoba. Almuzara, Ed. 2006. Pags. 352. ISBN: 84-88586-34-5

regiones y los sectores económicos no se verán afectados del mismo modo a nivel mundial.

También resulta difícil evaluar los costes de la acción, costes que se deberían, principalmente, a la reestructuración de los sistemas de transporte y de producción, así como a la utilización de la energía. Por otra parte, estos costes aumentarían significativamente en caso de inacción por parte de los otros grandes países productores de gases de efecto invernadero.

Según los documentos de la propia Comisión Europea, una política de lucha contra el cambio climático menos ambiciosa no es una buena alternativa, ya que no permitiría lograr los objetivos fijados e implicaría costes suplementarios debidos al cambio climático.

Uno de los puntales clave en la lucha contra ese proceso de calentamiento global es el fomento de las inversiones en energías renovables. No por capricho, sino porque existe la necesidad imperiosa de evitar que el crecimiento presente condicione estructuralmente el crecimiento futuro.

Hemos analizado a lo largo de esta tesis cuales son los principales factores para crear el entorno óptimo para la atracción de las inversiones hacia el campo de las renovables. Y esto con el fin de poder identificar qué se está haciendo bien en algunas zonas geográficas y cuáles son los errores que más comúnmente ahuyentan el dinero hacia otros sectores.

Pero en este contexto en el que claramente hay que hacer cambios, hay que provocar una migración hacia sistemas energéticos más limpios y equilibrados, la sociedad se ha dotado de mecanismos para provocar esa revolución. Esos mecanismos a los que hacemos referencia no son otros que los marcos legales en un sentido amplio. Es decir, la definición de unas reglas del juego que al dinero le otorguen una seguridad y un rendimiento, un norte claro hacia dónde dirigir las inversiones, ya sean públicas, privadas o mixtas.

Habría adicionalmente que procurar que esas señales fueran lo más globales y homogéneas posible, ya que el dinero se mueve ahora más que nunca, con total libertad en un mundo cada vez más globalizado, y lo que los flujos de capitales necesitan, por encima de cualquier otra valoración, es un entorno cargado de transparencia, credibilidad y claridad para la inversión.

En este sentido, carece de total lógica económica la realidad normativa en la propia Unión Europea, en la que conviven veintisiete sistemas de incentivos diferentes, de los cuales dieciocho se apoyan fundamentalmente en los sistemas de tarifas, a pesar de lo cual, sólo hay dos países europeos a la cabeza de las renovables a nivel mundial: Alemania y España.

La realidad en EEUU no difiere mucho, ya que tenemos de nuevo un sistema de marco normativo con un marcado carácter localista. En el caso de EEUU podemos hablar con precisión de que cada uno de los 50 estados actúa realmente como entidades "subnacionales" independientes, en el sentido de que cada uno de ellos ha definido un marco normativo para la inversión en energías renovables muy diferente entre sí. A esto hay que sumar la regulación federal que puede limitar o enmarcar adicionalmente algunas de las mencionadas normas estatales.

El resultado es claro: sea cual sea el destino final de la inversión, el dinero deberá entender hasta el último detalle específico que rodea la inversión renovable, desde un punto de vista central o federal, regional o estatal e incluso local. Flaco favor se ha hecho con la definición de entramados normativos en tela de araña si el objetivo último es el fomento masivo de inversiones en energías renovables.

Todos estos localismos son claramente perjudiciales para provocar que los flujos de capitales acudan masivamente hacia estas inversiones. Se llega al absurdo de que la instalación de una central termosolar en Extremadura pongamos por caso, requiere de una actividad de permisos y licencias completamente diferente de si esa misma instalación se realizara en Andalucía. Y no sólo son puros trámites con las respectivas autoridades de industria o energía, sino que la matriz se hace mucho más compleja cuando parte del proceso de autorización implica el visto bueno de las autoridades medioambientales, los Ayuntamientos en cuyo término municipal se sitúa la planta, o por ejemplo, las confederaciones hidrográficas o entes asimilados.

A lo largo de toda la tesis hemos tratado de abordar el análisis de las inversiones en energías renovables, y más concretamente la termosolar, desde una perspectiva generalista, abordando y comprendiendo no sólo los aspectos más financieros de los planes de negocio, sino también los aspectos técnicos, regulatorios, legales, fiscales y por supuesto, de gestión de riesgos. Las conclusiones a las que hemos llegado después de ese análisis son las siguientes:

La atracción de las inversiones en energías renovables no depende exclusivamente de un determinado marco regulatorio. Hay ejemplos de historias de éxito de inversiones en renovables tanto en entornos de marcos regulatorios tarifarios (sistemas de *feed-in tariff*) como de entornos de apoyos mixtos (como el sistema norteamericano de contratos privados unidos a ayudas fiscales).

La evidencia empírica de los sectores más maduros como el eólico o el fotovoltaico demuestra claramente que la clave de un sistema regulatorio reside en mandar señales inequívocas a los inversores, mantener las promesas en el tiempo –necesariamente a largo plazo- y ser capaces de no alterar significativamente las expectativas en base a las cuales los inversores comprometieron sus fondos.

El dinero ha dado sobradas muestras de que es capaz de comprometerse con el sector de las renovables en general, y el termosolar en particular, con independencia del sistema tarifario y de la existencia o no de un “Estado” como garante de la retribución.

Es absurda la visión que desde algunos sectores se quiere ofrecer de que sólo asignando primas e incentivos desorbitados, el sector privado compromete sus inversiones en esta industria. Una desmedida generosidad no es suficiente como se ha demostrado en el pasado. Ejemplo de ello son el caso holandés en los años 2001 y 2002, el sistema portugués con un esquema tarifario muy generoso, el esquema de remuneración griego o el sistema de subastas irlandés con fuertes incentivos económicos.

La evidencia apunta a que mucho más que un sistema excesivamente “generoso”, lo que el inversor busca es un sistema bien administrado, creíble y estable a largo plazo.

Es necesario gestionar con credibilidad el sistema elegido y que en paralelo, se den otra serie de factores. Todos los ejemplos anteriores (holandés, portugués, irlandés o más recientemente, el sistema de incentivos griego) son muestras de marcos regulatorios con promesas de altísimos retornos, que al carecer de suficiente credibilidad y/o estabilidad, han fracasado en su esfuerzo de atracción del capital privado.

Si se analiza la lista de los diez países con mayor volumen de megavatios eólicos instalados en ella conviven toda clase de sistemas: desde las tarifas españolas y alemanas, hasta los PPAs e incentivos fiscales norteamericanos pasando por sistemas como el indio apoyado en

incentivos gubernamentales tales como depreciaciones aceleradas, subsidios y créditos fiscales asociados a la producción.

La conclusión parece obvia. El marco normativo no es en sí mismo de forma aislada el único factor determinante del éxito en ese esfuerzo de atraer el capital privado hacia las inversiones en energías renovables. El país que tenía más megavatios instalados de energía eólica a finales de 2008 eran los Estados Unidos, un país con un sistema de contratos privados más incentivos fiscales, es decir, sin existencia de tarifas con garantía estatal.

En el caso de la energía fotovoltaica, los datos apuntan hacia la misma conclusión que en el caso anterior: conviven marcos normativos diferentes, desde los sistemas de tarifas hasta los mixtos, tal y como ocurría con la tecnología eólica. El país que a finales de 2008 tenía más megavatios fotovoltaicos instalados era Alemania, país en el que el régimen de apoyo a las inversiones en energías renovables es un sistema de tarifas con garantía estatal.

Es decir, los sistemas tarifarios no son un factor único y suficiente de éxito en el esfuerzo de atracción de la inversión hacia las energías renovables.

Lo más importante del sistema de apoyo elegido no es ni su excesiva generosidad ni que exista o no la garantía estatal. Lo más relevante es la construcción de la credibilidad y sostenibilidad a largo plazo del sistema.

Lo que parece evidente a todas luces es que la inversión se va a guiar en todos los casos por las expectativas que se le generen. En este sentido, si la regulación, y más aún, la acción del poder ejecutivo y legislativo es capaz de construir un marco atractivo y creíble, el dinero fluirá en masa. El inversor no se comporta de forma radicalmente diferente a como lo hace el consumidor, y por ello, la gestión de sus expectativas es la clave de todo el esfuerzo de atracción del dinero.

Generar la confianza del inversor en este proceso sólo se puede hacer a partir de la presentación a los inversores de una propuesta atractiva en términos de rentabilidad y riesgo, mantener esa propuesta en el tiempo para que sea creíble y apoyar y fomentar el resto de factores necesarios para que el dinero se sienta “cómodo” en un determinado entorno.

El planteamiento que hace el grueso de la literatura al identificar “regulación” automáticamente con atracción de la inversión es a

nuestro juicio excesivamente simplista. No es aceptable ni desde un punto de vista puramente teórico ni desde un plano empírico.

La realidad invalida la afirmación de que porque existe un régimen tarifario excesivamente generoso, se atrae la inversión hacia las renovables o la inversa, si hay inversión en renovables, es porque están respaldadas por un marco normativo tarifario garantizado por un Estado solvente.

Lo importante parece no tanto la elección de un sistema u otro, sino la sabia administración del mismo de forma que se transmita a los inversores una idea clara de reglas del juego para la inversión a largo plazo. La preferencia es claramente la “tarifa” como ya hemos señalado, pero otros sistemas han mostrado también un magnífico funcionamiento si son gobernados de forma transparente y con coherencia a largo plazo. La clave es la estabilidad, el respeto a las reglas del juego y el mantenimiento de las promesas realizadas en el pasado.

Y lamentablemente, la realidad es tozuda y se empeña en señalarnos de forma recurrente lo relevante que es la confianza para los flujos de capitales. Una historia de éxito indiscutible como lo ha sido la española en las últimas dos décadas se está transformando en un ejemplo de cómo no hay que administrar un entorno para seguir atrayendo las inversiones hacia las energías renovables.

Haciendo un poco de historia, hay que recordar que con fecha 7 de mayo de 2009 entró en vigor el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptaban determinadas medidas en el sector energético, y se creaba el “Registro de pre-asignación” de retribución económica para las tecnologías de régimen especial, excluida la fotovoltaica. Este RDL suponía una modificación al marco normativo de las energías renovables que en ese momento estaba vigente, y que no era otro que el configurado por el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

La introducción de este “Pre-Registro” suponía un cambio de las reglas de juego realmente relevante, ya que modificaba los requisitos que de forma inmediata debía cumplir un proyecto de renovables para acceder a la tarifa fijada en el RD 661/07. Y lo hacía sobre una legislación muy joven, tan sólo aprobada dos años antes, en el año 2007.

Tan sólo unos meses después, el día 7 de octubre de 2009, el Pleno del Senado aprobaba una enmienda, en el seno de la tramitación legislativa del proyecto de Ley por la que se regulaban las Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión al Mercado Inmobiliario, se aprobaba una medida en virtud de la cual se derogaba el artículo 4 y las disposiciones transitorias cuarta y quinta del RDL 6/2009 y, se modificaban los artículos 17.c y 22 del RD 661/2007 que recibían una nueva redacción. Afortunadamente, el 15 de octubre de 2009 el Congreso rechazaba por unanimidad la propuesta aprobada en el Senado unos días antes. Pero la realidad es que el daño ya estaba hecho a la credibilidad del sistema. Éste se estaba mal administrando por tanto vaivén legislativo.

Es decir, esto suponía en un periodo de tan sólo cinco meses, el tercer intento de cambio del entorno regulatorio y tarifario para los proyectos de energías renovables. Esto ni que decir tiene que carecía de cualquier lógica jurídica al tiempo que generaba un clima de inseguridad atroz y un quebranto económico de enorme magnitud para los inversores en este tipo de energías renovables.

La inseguridad de los últimos meses de 2009 continuaba en 2010. Parece aquí que el poder político se empeñaba insistentemente en romper una historia de éxito como la de las renovables en España: en el mes de abril de 2010 el Ministerio de Industria hacía pública su intención de recortar de forma “retroactiva” los derechos económicos de los proyectos de energía renovable. A fecha de redacción de esta tesis, no se había resuelto definitivamente este último envite normativo, pero lo relevante de este cuarto intento de cambio no es el resultado final, sino que se trata de la puntilla que el poder político puede poner a la confianza del dinero en este sector.

Todas estas medidas no han hecho sino quebrar la estabilidad del marco regulatorio, romper con el principio básico de la administración transparente de la legislación y convertir a España en un país poco apto para la inversión extranjera y nacional en este campo. En paralelo, las entidades financieras que mediante el crédito deben apoyar estas iniciativas ya han anunciado de inmediato la congelación de las financiaciones de proyectos de energías renovables en España. Y el resultado no podía ser otro: la cancelación de múltiples inversiones en renovables planificadas por inversores nacionales e internacionales.

La confianza para los flujos de capitales es como ya hemos señalado, un factor clave para atraer inversiones hacia un sector. Pero esa confianza es un activo, un intangible cuya construcción y administración es compleja. Pero si complicada es construirla,

tremendamente sencilla es quebrarla por su fragilidad. Basta con amagos, con declaraciones públicas para que el dinero, por su carácter huidizo y miedoso, migre hacia sectores y geografías que le otorguen un entorno de mayor confianza y transparencia.

El inversor lo que necesita al fin y al cabo es de un viejo concepto ya acuñado legalmente: la confianza legítima. Según la doctrina del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas y la jurisprudencia del Tribunal Supremo, el principio de confianza legítima comporta que la autoridad pública no pueda adoptar medidas que resulten contrarias a la esperanza inducida por la razonable estabilidad en las decisiones de aquella, y en función de las cuales los particulares han adoptado determinadas decisiones; y resulta especialmente aplicable cuando se basa en signos externos producidos por la Administración suficientemente concluyentes, unido a unos perjuicios que razonablemente se cree que no se iban a producir.

España ha sido un ejemplo de éxito pasado. Pero también está siendo en el presente un botón de muestra de lo sencillo que resulta quebrar la confianza del dinero. Lamentablemente, los inversores pueden empezar a pensar, en base a los últimos vaivenes normativos, que si rectificar es de sabios, hacerlo a diario es de necios.

No basta con un buen sistema de retribución de los activos renovables a largo plazo, es necesaria la concurrencia de otros factores clave sin los cuales el desarrollo de las inversiones termosolares no es posible.

La evidencia apunta hacia una realidad mucho más poliédrica, en la que varios factores deben darse a la vez y en medidas mínimas para que el conjunto se edifique como un marco general atractivo para la inversión en proyectos de energías renovables, y más concretamente, en proyectos termosolares. Esta es una de las conclusiones más relevantes de la tesis.

Entre esos otros factores necesarios, hemos señalado en repetidas ocasiones el de la madurez del sistema bancario y financiero. A nuestro juicio, el gran olvidado por la literatura sobre el sector renovable, ya que apenas repara en él. La situación del mercado termosolar norteamericano es un magnífico ejemplo de ello. Se dan todos los incentivos para que la tecnología termosolar hubiera despegado, pero sin embargo no lo ha hecho. El sistema bancario en EEUU todavía no sabe convivir con esta nueva tecnología y no entiende sus plazos tan largos. El resultado no puede ser más devastador: desde que a mediados de los años 80 se iniciara la construcción de las plantas SEGs

en California (EEUU) hasta la actualidad, sólo se ha construido una nueva instalación termosolar a escala industrial. Se llama *Nevada Solar One* y tiene un promotor español (Acciona) y dos bancos españoles liderando la financiación (BBVA y Santander).

Sin embargo, los megavatios eólicos y fotovoltaicos instalados y en desarrollo en EEUU se cuentan por miles por la sencilla razón de que el sistema financiero americano ya se encuentra suficientemente familiarizado con dichas tecnologías y con sus necesidades de financiación. Ya se ha pasado la fase de “aprendizaje” en estas tecnologías, pero no ha ocurrido lo mismo para la termosolar.

Esa realidad poliédrica a la que hacíamos referencia anteriormente va mostrando sus caras: se necesita un marco normativo claro (tarifa o incentivos diversos), cuya administración genere confianza, que sus tiempos sean los del largo plazo, y todo ello, acompañado por un sistema bancario maduro y conocedor de la tecnología, sus riesgos y sus necesarios plazos dilatados en el tiempo.

Ha sido en España donde estas circunstancias han cuajado de forma más exitosa hasta fechas recientes, ya que han confluído un marco normativo tarifario atractivo, sabiamente administrado –al menos hasta fechas recientes- y un sistema financiero lo suficiente maduro y educado para entender los plazos y riesgos de nuevas tecnologías como la termosolar.

Otro factor clave que explica el éxito en la atracción de las inversiones en renovables de Europa sobre Estados Unidos en la actualidad se debe indudablemente a la disponibilidad de un consumidor tremendamente preocupado por el modelo de crecimiento de su sociedad tan sumamente intensivo en energía. Existe en Europa más que en ninguna otra zona geográfica un sentimiento común y colectivo acerca de la necesidad de buscar una alternativa a un desarrollo “energívoro” que tanto compromete el desarrollo de futuras generaciones.

En este aspecto EEUU camina un paso atrás respecto a Europa. El consumidor medio está menos preparado y menos concienciado que el europeo para aceptar que el camino del crecimiento verde, del crecimiento sostenible, no es ni fácil ni gratuito. La esperanza a medio plazo reside lógicamente en que al tiempo que el sistema bancario norteamericano aprende de los proyectos renovables, y especialmente

de los termosolares, también el ciudadano medio verá crecer su interés por un modelo de desarrollo económico más solidario y sostenible²⁶¹.

En ambas regiones hay suficiente tejido industrial y suficiente capital humano como para una vez perdido el miedo a las renovables, empujar el crecimiento del sector a largo plazo de forma sostenida y consolidada. Existe la materia prima en el mercado, hace falta sólo emplearla sabiamente para cumplir los objetivos. De nuevo, la realidad de MENA es significativamente peor, con carestía de ambos elementos: personal cualificado y tejido industrial maduro.

No hay que olvidar tampoco el contexto sectorial en el que se producen estas inversiones. Los países europeos en muchos casos apoyados en un gestor único de la red de transporte eléctrico que vela por su renovación, ampliación y actualización. Ese es el caso de la mayor parte de países europeos, cuya realidad contrasta con la norteamericana, dónde existe una deficiente planificación de la red de transporte de energía que estrangula el crecimiento futuro de muchos proyectos renovables. Y peor es aún la situación de la región MENA.

Por todo lo apuntado anteriormente, hay suficiente evidencia empírica para afirmar que la identificación del marco tarifario como factor explicativo único del desarrollo de proyectos renovables y termosolares, tal y como defiende el grueso de la literatura, simplemente no se ajusta a la realidad. Es necesario ampliar el enfoque del análisis de las inversiones en este sector para encontrar una respuesta más compleja, más rica, más multidisciplinar que la mera identificación bidireccional hecha por muchos de los autores que han escrito acerca de este joven sector de las renovables.

Empíricamente, se ha constatado el enorme fracaso que el poder político ha tenido a la hora de fijar un marco legal común y global para atraer la inversión en energías renovables.

El recurso solar o el viento son recursos naturales globales, que no entienden de fronteras ni de regionalismos. Por el contrario, el poder político regula cada vez más pensando de forma localista en lugar de hacerlo más globalmente. Cada vez emplea una visión más estrecha

²⁶¹ Lamentablemente, a esto también contribuyen los desastres naturales que tan recientemente han azotado la costa norteamericana. Nos referimos más concretamente al hundimiento por incendio de la plataforma petrolífera "Deepwater Horizon" de la petrolera British Petroleum en el Golfo de México o a la más reciente explosión en Septiembre de 2010 de otra plataforma petrolífera propiedad de Mariner Energy situada a unos 160 kilómetros de las costas de Luisiana.

de la realidad y menos globalizada. Justo la dirección contraria en la que se mueve el propio recurso natural y la propia inversión. El poder político ha hecho gala de una miopía atroz al pensar local y actuar aún más localmente²⁶².

Tratar de entender el comportamiento de los flujos de capital, de las inversiones, es siempre un ejercicio complejo. Pero lo que es indudable es que el dinero es temeroso de un entorno regulatorio en el que hay que conocer hasta el último detalle local para conocer la viabilidad de una inversión. El dinero simplemente se muestra muy cauto ante la compleja regulación cada vez más localista que se teje en el entorno de las renovables.

Lo que es una realidad contrastada es que las zonas geográficas que en el futuro quieran atraer el grueso de la inversión renovable deben migrar hacia una desregulación clara respecto a la situación actual. Habría que abolir tanta norma local y establecer cada vez más normas supranacionales que produzcan una familiaridad inmediata en el inversor. Quien más fácil debería tener este proceso son los Estados Unidos y la Unión Europea, quienes deberían acometer un proceso de racionalización y concentración del entorno legal y regulatorio que rodea la inversión en energías renovables.

El marco regulatorio del futuro debería ser dinámico frente al estatismo de los actuales sistemas de apoyo. Es decir, debería contemplar la madurez de una determinada tecnología y en función de ella, decidir un determinado marco de apoyo y fomento de la inversión.

Si introducimos la variable tiempo en el razonamiento, lo óptimo sería desde el punto de vista normativo, un marco regulatorio que en las fases más iniciales de una tecnología renovable, se apoyara fundamentalmente en la concesión de subvenciones.

El objetivo sería el de poder facilitar el paso de esa innovación tecnológica desde el laboratorio a su desarrollo a escala industrial. Una vez hecho esto, se puede ceder la iniciativa al sector privado (dejando que los distintos agentes firmen contratos entre ellos) con una mínima intervención pública (basada fundamentalmente en apoyos fiscales como los norteamericanos), o bien no ceder el protagonismo al sector

²⁶² La frase original de "Think Global, Act Local" ha sido atribuida al activista Patrick Geddes. Aunque no textualmente expresada, aparece este concepto de GEDDES en su obra publicada en 1915 "Cities in Evolution". En su caso, no estaba aplicada al mundo de la regulación, sino al de la planificación de las ciudades desde un punto de vista urbanístico.

privado, y seguir desde la esfera de lo público tutelando una determinada tecnología mediante un sistema de apoyo tarifario específico si esa decisión redunda en un mayor bien público.

Ahora bien, una vez desarrollada y madurada la tecnología a escala industrial, lo que tendría sentido regular en una tercera fase, sería un sistema de subastas o licitaciones que racionalicen el coste de la generación energética renovable para el consumidor. Porque de nada sirven las falacias: el coste de generación de un megavatio con origen renovable es a día de hoy más caro que su generación con combustibles fósiles. Y lo que es más probable es que esto continúe así durante algunas décadas más.

Por tanto, aunando las necesidades de la demanda (inversores, financiadores) y la oferta (Gobiernos, autoridades fiscales), lo que parece necesario es el desarrollo de un “marco normativo dinámico”, diferenciado por tecnología renovable y que responda con los incentivos adecuados a la situación de desarrollo y madurez de cada tecnología específica. Y todo ello, gestionado con una visión a largo plazo, con transparencia y reglas de juego claras y sin sobresaltos.

La pregunta de qué es necesario para crear el entorno óptimo para la inversión en energías renovables sólo puede ser contestada a través de una realidad poliédrica que requiere de la concurrencia en el espacio y tiempo, de los factores que hemos señalado anteriormente (marco normativo estable, sistema financiero maduro, consumidor concienciado, materia prima industrial básica, transparencia en todo el proceso de licencias y permisos, y unas mínimas exigencias en términos de infraestructura de transporte). Este cóctel de factores es el que mejor justifica la atracción de la inversión hacia los proyectos de energías renovables, y más concretamente, los proyectos termosolares.

No será fácil el camino de las inversiones en energías renovables. Pero es una irresponsabilidad no apoyarlas y fomentarlas para cambiar el modelo de crecimiento económico tan sumamente “energívoro” que tanto condicionará nuestro futuro. Hacerlo sostenible es tarea de todos. Es una obligación presente que hay que afrontar para no tener que lamentar en el futuro no haberlo hecho. Quienes vienen detrás de nosotros merecen un aire más limpio, una mejor convivencia con el entorno que nos rodea y un mayor y mejor aprovechamiento de los recursos cuyo consumo presente no condicione su uso futuro.

Geográficamente, Europa es el presente de la inversión termosolar y Estados Unidos, su futuro. La región MENA es una gran incertidumbre que debe resolver antes otras cuestiones previas.

En España se ha dado en el tiempo la confluencia de todos esos factores claves de éxito apuntados anteriormente. Esa es la mejor explicación al éxito pasado del caso español. Sin embargo, la reciente y aguda crisis económica ha desatado la preocupación por los sobrecostes que estas alternativas renovables suponen para el sistema eléctrico. Esto ha provocado varios intentos del poder ejecutivo para atajar el problema sin buscar el consenso sectorial que ha quebrado en muchos casos la confianza de los inversores.

Quizás, una de las críticas más evidentes que se puede hacer a la actual situación es sin duda la torpeza en la gestión de la regulación del marco de apoyo a las renovables. La regla de oro es no tocar con la nueva regulación el dinero históricamente invertido (es decir, evitar la retroactividad). Pero esto es compatible con el hecho de gestionar mejor los costes del sistema. Por ejemplo, carece de sentido a nuestro juicio seguir manteniendo para una energía tan madura como la fotovoltaica o la eólica un sistema de tarifas que les otorga tanta comodidad. Lo lógico sería que una vez alcanzada la madurez como sector, se busque desde el Gobierno reducir para los megavatios futuros el coste para el sistema mediante subastas públicas en lugar de seguir garantizando las “confortables” tarifas, sin bien reducidas en su generosidad económica, pero manteniendo muchos de sus privilegios históricos en términos de garantías.

Si el presente es Europa representada en el campo termosolar por España, claramente el futuro del negocio termosolar pasa por los Estados Unidos. Se empiezan a dar los primeros pasos con proyectos muy singulares (proyecto “Genesis” de torre central, proyecto “Beacon” cilindro parabólico), pero el despliegue masivo de la tecnología no llegará hasta tanto el sistema financiero no sea capaz de entender sus plazos y riesgos, y una vez hecho esto, apoye al sector decididamente.

Financieramente, los planes de negocio señalan que la inversión mejor retribuida es la realizada en tecnología cilindro parabólica en Europa, si bien es cierto, la tecnología del futuro es claramente la de torre central.

Los planes de negocio desarrollados para las tres zonas geográficas evidencian que en términos de riesgo / rentabilidad la mejor propuesta es la tecnología cilindro parabólica en España con una rentabilidad del 12,5% para los capitales propios.

En términos de tecnología, la otra alternativa industrialmente viable, la de torre central, está aún en una fase un tanto inmadura. Falta desarrollar un buen número de proyectos de esta tecnología que sirva para eliminar el exceso de contingencias y reducir así sus costes. Su rentabilidad a pesar de lo anterior, se sitúa en el 8,4%, lo que compara bien con las rentabilidades históricas por ejemplo de otras alternativas de inversión como la renta variable.

En términos geográficos, Europa arroja retornos superiores a los Estados Unidos y MENA (12,5% frente al 8,8% norteamericano y el 8,6% de MENA). Adicionalmente, el despliegue de proyectos es y será a corto y medio plazo mucho más factible en Europa por su mayor y más inmediato acceso a la financiación que las otras dos zonas geográficas.

Respecto a los riesgos, en el caso europeo son fundamentalmente de dos tipos: técnico y legal / regulatorio asociado fundamentalmente al marco tarifario. En el caso norteamericano, el legal / regulatorio se sustituye por el riesgo legal (por ejemplo, el asociado al tratamiento fiscal de las inversiones) y el riesgo financiero de la contraparte (el otro firmante del contrato PPA). En MENA, los riesgos se complementan con riesgo país y riesgo divisa en la mayor parte de los casos.

La conclusión parece por tanto clara: MENA es el peor lugar para invertir en la actualidad porque su rentabilidad no compensa el extra de riesgos. Europa es el presente, y una vez resueltas las dudas de la financiación, Estados Unidos será el futuro.

Como conclusión final , cabe apuntar el hecho de que en España las decisiones de los agentes públicos y privados han sido históricamente muy acertadas. Tanto los inversores, como los financiadores y el poder público han sabido crear un entorno de éxito para la inversión termosolar en España. Sin embargo, los últimos "amagos" normativos, señalando incluso hacia la retroactividad de normas futuras son pasos en el camino erróneo para mantener a España como uno de los puntales en el sector de las energías renovables.

Como ya se ha apuntado en varias ocasiones, los planes de negocio y los análisis de los retornos y riesgos de las inversiones señalan inequívocamente a Europa como el destino óptimo actual, si bien es cierto, EEUU es claramente el mercado del futuro.

Muchas son las enseñanzas que pueden obtenerse de la experiencia termosolar y renovable para ser exportada a otras incipientes industrias

que al igual que estas, sirvan para colocar a España en una posición de privilegio tecnológico y liderazgo tanto desde el punto de vista inverso como desde la óptica del financiador.

Por último, señalar que las energías renovables quizás sean una opción para otras zonas geográficas en el mundo por disponer en mayor medida de combustibles fósiles, pero desde luego no es una libre elección para Europa y en mucha menor medida, para España. El 85% de la energía consumida en suelo español es importada allende sus fronteras. Geoestratégicamente, ésta es una dependencia que cualquier país trataría de subsanar casi a cualquier precio. Si en paralelo a esto, se exporta tecnología y conocimiento, y se disfruta de una posición destacada a nivel mundial, pocas son las razones económicas para no seguir apoyando las energías renovables y especialmente, la gran promesa termosolar.

Si a lo anterior se suma el hecho de que se contribuye a construir un modelo económico que no implique que nuestro progreso actual se construya sobre la base de la ruina de las generaciones futuras, claramente es un ejercicio de responsabilidad que obligatoriamente deberíamos hacer. El modelo de crecimiento económico “energívoro” que hemos construido actualmente será sólo una fuente de riqueza efímera y ficticia si no es capaz de crecer en el presente sin necesidad de condicionar el crecimiento futuro.

Las energías renovables no parecen ser ni desde un punto de vista económico, ni estratégico, ni social, ni político una opción. Seguir apoyándolas es por todo lo anterior una obligación y una responsabilidad.

BILBIOGRAFIA

8. BIBLIOGRAFIA.

- AL GORE ET AL. "An Inconvenient Truth: The Planetary Emergency of Global Warming and What We Can Do About It". New York. June 2006. 328 Pags. Ed. Getisa (en Español). 2007. ISBN 978-84-9784-203-7.
- ARINGHOFF, R.; BRAKMANN, G.; GEYER, M.; & TESKE, S. "Concentrated Solar Thermal Power. Exploiting the heat from the sun to combat climate change". Ed. Greenpeace International. Amsterdam. Holanda. Octubre 2005. 47 páginas.
- ATIENZA, Luis. Presidente de Red Eléctrica de España, S.A. "La electricidad, eje de la energía sostenible". Diario El País. Sección Tribuna: Laboratorio de ideas. 13 de Julio de 2008. Disponible en la página web: www.elpais.com.
- AVINASH, K. Dixit & PINDYCK, Robert S. "Investment under Uncertainty". Ed. Cloth. Year 1994. 476 pp.
- BABBAR, Suman & SCHUSTER, John. "Power Project Finance: Experience in Developing Countries". *World Bank RMC Discussion Paper* No.119. Year 1998.
- BLANCO MURIEL, M. "Análisis energético de sistemas de concentradores". Tesis doctoral. Departamento de Ingeniería energética y mecánica de fluidos. Universidad de Sevilla. 1996.
- BANCO MUNDIAL. "The World Bank Project Finance & Guarantees". Growing risk aversion in emerging markets and the need for risk mitigation. Workshop on Tools for Risk Mitigation in Small-scale Clean Infrastructure Projects. World Bank. 19 de Noviembre de 2003.
- BANCO SANTANDER. "Financiación de Plantas termosolares en USA". Global Energy Team Research. Madrid. Octubre 2007. 48 páginas.
- BARTH, D. I., J. E. PACHECO, W. J. KOLB, E. E. RUSH, "Development of a High-Temperature, Long-Shafted, Molten-Salt Pump for Power Tower Applications" submitted to the Transactions of the ASME, Journal of Solar Energy Engineering, and Proceedings of Forum 2001 conference, Washington, DC, USA, April 21-25, 2001.
- BECKER, Fernando (Dir.); CAZORLA, Luis M. (Dir.); MARTÍNEZ-SIMANCAS, Julián (Dir.) SALA, Jose M. (Dir.) et al. "Tratado de regulación del

Sector Eléctrico". Obra Colectiva. Thomson-Aranzadi. 2 vol. Navarra. Año 2009.

- BLAKE D.M., MOENS L., RUDNICKI D., PILATH H.: Lifetime of Imidazolium Salts at elevated Temperatures, Proceedings of the ISEC 2004 International Solar Energy Conference, July 2004, Portland Oregon.
- BNP PARIBAS. "Renewable Energy Financing with Tax Equity Partnerships". BNP Paribas Research & Capstar Partners. October, 2007. New York. USA. 38 páginas.
- BRADFORD, Travis. "Solar Revolution: The Economic Transformation of the Global Energy Industry". MIT Press. London UK. Year 2006. 227 pages.
- BRITISH PETROLEUM. BP SOLAR, "A Technology for Today and Tomorrow". BP Publications. <http://www.bpsolarex.com>.
- BRITISH PETROLEUM. "BP Statistical Review of World Energy". BP Publications. London UK. June 2009"
- BRUNNSCHWEILER, Christa N. "Finance for Renewable Energy: An Empirical Analysis of Developing and Transition Economies". CER-ETH – Center of Economic Research at ETH Zurich. Economics Working Paper Series. Working Paper 09/117. August 2009. 37 pages. Disponible en: <http://www.cer.ethz.ch/research/WP-09-117.pdf>.
- BUCK, T. BRAÜNING, T. DENK, M. PFÄNDER, P. SCHWARZBÖZL, F. TÉLLEZ: Solar-Hybrid Gas Turbine-Based Power Tower Systems (REFOS) Proceedings of Solar Forum 2001 "Solar Energy: The Power to Choose", April 21-25, 2001, Washington, DC, USA (04/2001).
- CABALLERO SÁNCHEZ, R. Infraestructuras en red y liberalización de servicios públicos, INAP, Madrid, 2003.
- CASTO RUIZ, J.L. "La necesaria revisión de la normativa nuclear: El Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas". Diario La Ley, Número 5960, 23 de febrero de 2004.
- CHAVEZ J., KOLB G. and MEINECKE W. "Second Generation Central Receiver Technologies". Eds. M. Becker and P. Klimas. Verlag C.F. Müller Karlsruhe, Germany, 1993.
- CHURCHILL, Anthony A. & SAUNDERS, Robert J. "Financing of the Energy Sector in Developing Countries". World Bank Industry and

Energy Department Working Paper, Energy Series Paper No. 14. Washington, DC (USA). Year 1989.

- COHEN, G. E., KEARNEY D. W., KOLB G. J., "Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Power Plants. SAND99-1290, Albuquerque, New Mexico, USA, June, 1999.COM(2001)264 final
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. "Adapting to climate change: Towards a European framework for action" White Paper (Libro Blanco). Bruselas. Año 2009. Ref. Documento: COM(2009) 147/4
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. "Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura" Libro Verde aprobado el 8 de marzo de 2006. Bruselas. Año 2006. Ref. Documento: COM(2006) 105 final
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Commission staff working document "The support of electricity from renewable energy sources". Accompanying document to the Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. Bruselas. Año 2008. Ref. Documento: COM(2008) 19 final
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo. Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3 de la Directiva 2001/77/CE.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. "Mercado interior de la energía: medidas coordinadas en materia de seguridad del abastecimiento energético". Bruselas. Año 2002. Ref. documento UE: COM (2002) 488 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de Las Regiones. "Segunda revisión estratégica del sector de la energía. Plan de actuación de la Unión Europea en pro de la seguridad y la solidaridad en el sector de la energía". Bruselas. Año 2008. Ref. Documento UE: COM (2008) 781 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Acción de seguimiento del Libro Verde - Informe sobre el

progreso de la electricidad renovable". Bruselas. Año 2007. Ref. Documento UE: COM (2006) 0849 final.

- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Adaptación al cambio climático en Europa - Opciones de actuación para la UE". Bruselas. Año 2007. Ref. Documento UE: COM (2007) 354 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible. Propuesta de la Comisión ante el Consejo Europeo de Gotemburgo. Bruselas. Año 2001. Ref. Documento UE: COM (2001) 264 final
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Dos veces 20 para el 2020. El cambio climático, una oportunidad para Europa". Bruselas. Año 2008. Ref. Documento UE: COM (2008) 30 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables". Bruselas. Año 2005. Ref. Documento UE: COM(2005) 627 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables". Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. Bruselas. Año 1997. Ref. Documento UE: COM (1997) 599 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético". Libro Verde. Bruselas. Año 2000. Ref. Documento UE: COM (2000) 769 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "La cuota de las fuentes de energía renovables en la UE". Informe de la Comisión de conformidad con el artículo 3 de la Directiva 2001/77/CE - Evaluación de la incidencia de los instrumentos legislativos y otras políticas comunitarias en el desarrollo de la contribución de las fuentes de energía renovables en la UE y propuestas de medidas concretas. Bruselas. Año 2004. Ref. Documento UE: COM (2004) 366 final - No publicada en el Diario Oficial.

- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Por una política energética de la Unión Europea". Libro Verde. Bruselas. Año 1995. Ref. Documento UE: COM (94) 659 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Programa de trabajo de la energía renovable - Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible". Bruselas. Año 2007. Ref. Documento UE: COM (2006) 848 - no publicada en el Diario Oficial
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Una política energética para la Unión Europea". Libro Blanco. Bruselas. Año 1995. Ref. Documento UE: COM (95) 682 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. Programa de trabajo de la energía renovable. "Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro sostenible". Bruselas. Año 2006. Ref. Documento UE: COM (2007) 1 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Propuesta de decisión del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el esfuerzo que habrán de desplegar los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020. Bruselas. Año 2008. Ref. Documento UE: COM (2008) 30 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Bruselas. Año 2008. Ref. Documento UE: COM (2008) 19 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Commission Staff Working Document. "The support of electricity from renewable energy sources. Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources". Brussels, 23.1.2008. SEC(2008) 57. COM(2008) 19 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Commission Staff Working Document. "The support of electricity from renewable energy sources. Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources". Brussels,

23.1.2008. SEC(2008) 57. COM(2008) 19 final. Traducido del epígrafe "Summary" de la página 3.

- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios". 1997. COM(97) 599 final
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios". 1997. COM(97) 599 final.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicación de la Comisión. "Libro Verde Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético". Bruselas. Año 2000.
- COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS. Comunicado de la Comisión. "Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible". Propuesta de la Comisión ante el Consejo Europeo de Gotemburgo. Bruselas, 15.5.2001
- COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION. "Council adopts climate-energy legislative package". Press release. Brussels, 6 April 2009. Ref. Documento UE: 8434/09 (Presse 77)
- CHRISTIANE TRÜE, LL. "EU Competences for Energy Law and Health and Environmental Protection and the Position of the Euratom Community under the Draft Constitution for Europe." "Juristenzeitung". 2004, págs. 779-788
- CHRISTIANE TRÜE, LL. "Legislative competences of Euratom and the European Community in the energy sector: the "Nuclear package of the Commission," "European Law Review". 2003, págs. 664-685.
- CSP TODAY. "An overview of CSP in Europe, North Africa and the Middle East. Update". Ed. CSP Today Magazine. London. UK. October 2008. 64 páginas.
- DE MARC BEYENS, UTE BLOHM, HIEBER, VANDA LAMM, MARC LÉGER, ANTONIO MORALES, y MAURICE STRIKE, en la obra colectiva Die Internationalisierung des Atomrechts. Internationalizing Atomic Energy Law. NORBER PELZER (Hrsg.). Tagungsbericht der AIDN/INLA-Regionaltagung in Celle 2004.

- DEMIRGÜÇ-KUNT, Asli y LEVINE, Ross. "Financial Structure and Economic Growth: A Cross-Country Comparison of Banks, Markets, and Development". Cambridge, MA: MIT Press. Year 2001.
- DEMIRGÜÇ-KUNT, Asli y MAKSIMOVIC, Vojislav. "Institutions, financial markets, and firm debt maturity". Journal of Financial Economics 54, 295-336. Year 1999.
- DEPARTMENT OF ENERGY. "Overview of Solar Thermal Technologies". Department of Energy's Concentrating Solar Power Program U.S. Department Of Energy (DOE). Disponible en: <http://www.energy.gov>.
- DIARIO OFICIAL DE LA UNIÓN EUROPEA. 1 de Abril de 2008. Informaciones procedentes de instituciones y órganos de la Unión Europea. Comisión. Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente. Ref. Documento UE: 2008/c 82/01.
- DIMSON, Elroy, MARSH, Paul & STAUNTON, Mike. "Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2009". Credit Suisse Research Institute. Suiza. Año 2009. Disponible online en el link: http://emagazine.credit-suisse.com/app/_customtags/download_tracker.cfm?logged=true&dom=emagazine.credit-suisse.com&doc=/data/_product_documents/_shop/254094/research_institute_yearbook.pdf
- DIRECTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- DIRECTIVE 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity (OJ L 283, 31.10.2003, p. 51).
- ECKHART, Michael T. "Financing Solar Energy in the U.S.". Solar International Management. July 1999. Páginas 5-11. Disponible en la página Web: http://www.repp.org/repp_pubs/pdf/solFinUS.pdf
- ECOSTAR. "European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping. Roadmap Document". Ed. Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt e. V. Bruselas. Bélgica. Noviembre 2004. 144 páginas.

- EMERGING ENERGY RESEARCH. "Global Concentrated Solar Power Market and Strategies, 2007-2020". Ed. Emerging Energy Research. Cambridge. USA. Noviembre 2007. 65 páginas.
- EPSTEIN M, LIEBERMANN D., ROSH M, SHOR A. J, "Solar testing of 2 MW (th) water/steam receiver at the Weizmann Institute solar tower", Solar Energy Materials, Vol. 24, pp. 265-278, 1991.
- ESTEVE PARDO, J, en Técnica, Riesgo y Derecho. Editorial Ariel. Barcelona .1999.
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. "Energy and environment report 2008". EEA Report No 6/2008. Bruselas. Año 2008.
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. "Impacts of Europe's changing climate - 2008 indicator-based assessment" EEA Report No 4/2008. Bruselas. Año 2008.
- EUROPEAN RENEWABLE ENERGY COUNCIL. "Renewable energy in Europe: building markets and capacity". James & James Ltd. 2004. 202 páginas.
- GARCIA-GUTIERREZ, Carlos; MASCAREÑAS, Juan y PEREZ, Eduardo: Casos Prácticos de Inversión y Financiación en la Empresa. Ed. Pirámide. Madrid. 1988, 1989, 1991, 1992, 1995, 1998. Págs.: 350. ISBN: 84-368-0418-X.
- GIL GARCIA, GREGORIO. "Energías del S. XX. De las energías fósiles a las alternativas". Capítulo 3. Energía solar a alta temperatura. Apartado 3.3. Sistema de torre solar. Aplicación del sistema, ventajas e inconvenientes. Aspectos técnicos. Rendimientos y costes. Editorial AMV Ediciones. Año: 2008. ISBN-13: 978-84-96709-13-3.
- GLOBAL ENVIRONMENT FACILITY. "Assessment of the World bank / GEF strategy for the market development of Concentrating Solar Thermal Power". Ed. GEF Council. New York. USA. Junio 2005. 176 páginas.
- GRAHAM, J.; HARVEY, C.: "The theory and practice of corporate finance: evidence from the field ". Journal of Financial Economics nº 60. 2001. Págs.: 187-243.
- GRASSE W., "PHOEBUS- international 30 MWe solar tower plant", Solar Energy Materials 24, 82-94, 1991.

- GRUBB, MICHAEL. "Renewable Energy Strategies for Europe: Foundations and context". Energy and Environmental Programme. Royal Institute of International Affairs. 1995. 195 páginas.
- HAEGER M., "Phoebus technology program: Solar Air Receiver (TSA)", PSA Tech. Report: PSA-TR02/94, July 1994.
- HEAD, Chris. "Financing of Private Hydropower Projects". World Bank Discussion Paper No. 420. Washington, DC (USA). Year 2000.
- HOFFSCHMIDT B., SCHWARZBÖZL P., KOLL G., FERNÁNDEZ V. "Design of the PS10 Solar Tower Power Plant". Proc. ISES Solar World Congress, Göteborg, Sweden, June 2003. ISBN: 91-631-4740-8, 2003.
- IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía). "RESUMEN - PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010". Resumen del PER para el Consejo de Ministros. Madrid. Año 2005.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Guidelines for the economic analysis of renewable energy technology applications. OECD. Year 1991. ISBN 10 9264134816.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). "Renewable Energy. Market & Policy Trends in IEA Countries". OECD. Year 2004. ISBN 9264107916
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). "World energy outlook 2008". Francia. Año 2008. OECD/IEA, 2008
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). "World Energy Outlook 2009". Year 2009. 696 pag. ISBN 978-92-64-06130-9
- ISHIGURO, Masayasu & AKIYAMA, Takamasa. "Electricity Demand in Asia and the Effects on Energy Supply and the Investment Environment". World Bank Policy Research Working Paper No. 1557. Washington, DC (USA). Year 1995.
- KELLY, B., SINGH, M. "Summary of the Final Design for the 10 MWe Solar Two Central Receiver Project," Solar Engineering: ASME, Vol. 1, p. 575, 1995.
- KOLB G.J., "Economic evaluation of solar-only and hybrid power towers using molten-salt technology", Solar Energy, 62 (1), 51-61, 1998

- KOMOR, Paul. "Renewable energy policy". The Diebold Institute for Public Policy Studies. IUNIVERSE. Year 2004. ISBN: 0-595-31218-7. 182 pages. Páginas 19-35.
- LAUGHLIN SAWIN, JANET. "Mainstreaming renewable energy in the 21st century". Worldwatch Institute. Year 2004. 76 páginas. Específicamente referidas a la cita son las páginas 33-44.
- LERCHENMÜLLER, H.-J., MERTINS, M, MORIN, G., HÄBERLE, A. Et al. "Fresnel-Collectors in Hybrid Solar Thermal Power PLants with High Solar Shares", Proceedings EUROSUN 2004, pp. 1-901, Freiburg, Germany, 2004.
- LLEWELLYN, John. "The business of Climate Change. Challenges and opportunities". Ed. Lehman Brothers Research. London. UK. February. 2007. 143 pages.
- LLEWELLYN, John & CHAIX, Camille. "The business of Climate Change II. Policy is accelerating with major implications for companies and investors". Ed. Lehman Brothers Research. London. UK. September. 2007. 90 Pages.
- LEY 4/2008 de 23 de diciembre, por la que se suprime el gravamen del Impuesto sobre el Patrimonio, se generaliza el sistema de devolución mensual en el Impuesto sobre el Valor Añadido, y se introducen otras modificaciones en la normativa tributaria. B.O.E. 25-12-2008 num. 310.
- LEY 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE número 285 de 28/11/1997.
- LÓPEZ MARTÍNEZ, ALMA ROSA. "Almacenamiento Térmico. Almacenamiento térmico a través de sales inorgánicas". Renovetec. Artículo disponible en la World Wide Web (WWW). <http://centralestermosolares.com/almacenamientotermico.html>
- MARKOWITZ, Harry. "Portfolio Selection". The Journal of Finance, Vol. 7, No. 1. (Mar., 1952), pp. 77-91.
- MÁRQUEZ Salazar, Carlos. Research Director at CSP & CPV Today. "An Overview of CSP in Europe and MENA". CSP Today. October, 2008. 64 páginas.
- MARTÍNEZ LÓPEZ-MUÑIZ, J.L. "En torno a la nueva regulación de los servicios esenciales económicos en red (a propósito de la nueva Ley

General de Telecomunicaciones y su sistema conceptual), en El Derecho Administrativo en el Umbral del siglo XXI, Homenaje al Profesor Ramón Martín Mateo, tomo III, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2000.

- MASCAREÑAS, Juan: El Riesgo en la Empresa. Tipología, Análisis y Valoración. Pirámide. Madrid. 2004. Págs.: 191. ISBN: 84-368-1877-6.
- MEADOWS, D.H., MEADOWS, D.L., RANDERS, J & BEHRENS III, W.W. "The Limits to Growth". Ed. Universe Books. New York. 1972.
- MEADOWS, D.H., MEADOWS, D.L. et al. "The Dynamics of Growth in a Finite World". Ed. Wright-Allen Press. Cambridge (Mass). 1974.
- MEADOWS, D.H., "Indicators and Information Systems for Sustainable Development". Sustainability Institute. Ed. Hartland Four Corners VT. 1998.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. Secretaria de Estado de Energía. "Informe sobre el impacto económico de la entrada en funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable en el horizonte 2014". Servicio de publicaciones del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. 12 de noviembre de 2009.
- MOENS, L., BLAKE D.M., RUDNICKI D.L., HALE M.J.: "Advanced thermal storage fluids for parabolic trough systems". Proceedings of the National Solar Energy Conference, Solar 2002, Reno/Sparks, Nevada, June 2002.
- NACIONES UNIDAS. "PROTOCOLO DE KYOTO DE LA CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO". Kyoto (Japón). Firmado en la fecha del 11 de diciembre de 1997.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. "Economic, Energy and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California". Ed. Midwest Research Institute. Golden. Colorado (USA). April 2006. 41 pages.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecast". Ed. Midwest Research Institute. Golden. Colorado (USA). October 2003. 145 pages.

- NUCLEAR ENERGY AGENCY. "Projected Costs of Generating Electricity. 2005 Update". International Energy Agency. Organization for Economic Co.Operation and Development. OECD Press. Year 2005.
- PACHECO, J.E, SHOWALTER S.K., KOLB, W.J.: Development of a Molten-Salt Thermocline Thermal Storage System for Parabolic Trough Plants. *Journal of Solar Energy Eng.*, Vol. 124, pp. 153-159, 2002.
- PACHECO, J. E., H. E. REILLY, G. J. KOLB, C. E. TYNER (2000), "Summary of the Solar Two Test and Evaluation Program". pp.1-11, Proceeding of the Renewable Energy for the New Millennium, Sydney, Australia, March 8-10, 2000.
- PAINULY, Jyoti Prasad & WOHLGEMUTH, Norbert. "Renewable energy financing - what can we learn from experience in developing countries?". *Energy Studies Review* 14 (2). Year 2006.
- PATIÑO, Miguel A. "Competencia: la política energética del Gobierno es "incongruente" y "perniciosa". Artículo publicado en el Diario Expansión con fecha 24 de Noviembre de 2009. Disponible para su consulta en la página web: <http://www.expansion.com/2009/11/23/empresas/energia/1259013461.html>
- PITZ-PAAL, ROBERT; DERSCH, JÜRGEN & MILLOW, BARBARA. ECOSTAR. "European Concentrated Solar Thermal Road- Mapping". Deliverable N°. 7. Roadmap Document. DLR Edition. Year 2005.
- PLUMMER, Tony. "Forecasting Financial Markets – Technical Analysis and the Dynamics of Price". John Wiley & Sons, NY, 1991.
- PUBLIC WORKS FINANCING MAGAZINE. "Concessions report". Ranking Report. Special number. New York, USA. October 2004.
- RAGWITZ, Mario et al. "OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. Final Report". Intelligent Energy for Europe. Karlsruhe. February 2007. Disponible en la página web: http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2007_02_optres.pdf
- REAL DECRETO 2366/1994, de 9 de Diciembre, sobre Producción de Energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de Cogeneración y Otras abastecidas por recursos o fuentes de Energía renovables. BOE. Boletín Oficial del Estado, 31 de Diciembre 1994 (núm. 0313)

- REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. BOE 30-12-1998, núm. 312
- REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE 27-03-2004 núm. 75.
- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- REAL DECRETO LEGISLATIVO 4/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades. B.O.E. 11-03-2004 num. 62.
- REAL DECRETO-LEY 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. BOE 07-05-2009 núm. 111.
- RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY. "Renewables global status report. 2009 Update". Table R4. Renewable Electric Power Capacity, Existing as of 2008 (estimated) Página 24.
- RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK. Renewable Global Status Report. Update 2009. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Year 2009.
- ROMERO M., BUCK R., PACHECO J.E., "An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies". Int. J. Solar Energy Eng., Vol. 124, pp. 98-108, 2002.
- ROMERO M., MARCOS M.J., OSUNA R. and FERNÁNDEZ V., "Design and Implementation Plan of a 10 MW Solar Tower Power Plant based on Volumetric-Air Technology in Seville (Spain)". SOLAR ENGINEERING 2000-Proceedings of the ASME International Solar Energy Conference, Madison, Wisconsin. Ed.: J.D. Pacheco and M.D. Thornbloom, ASME, New York, ISBN: 0791818799, June 16-21, 2000.
- ROMERO M., V. FERNÁNDEZ, M. SÁNCHEZ, "Optimization and performance of an optically asymmetrical heliostat field", J. Phys. IV France, 9, Pr3-71-76, 1999.

- RUIZ HERNANDEZ, V. et al. "La electricidad solar térmica: tan lejos, tan cerca". Editorial: Fundación Gas Natural. Madrid. Páginas: 191. 2009. ISBN: 978-84-613-04
- RUIZ HERNANDEZ, V. "El Reto Energético". Córdoba. Almuzara, Ed. 2006. Pags. 352. ISBN: 84-88586-34-5
- RUIZ HERNANDEZ, V. et al. "Instalaciones Solares Térmicas". Solarpraxis Ag. 2004. Pags. 306. ISBN: 3-934595-30-8
- SARGENT, LUNDY et al., "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts" SL-5641, Chicago, IL, USA, May 2003.
- SCHILLINGS, C., TRIEB, F., MED-CSP Study, Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region, DLR, Final Report to be published in February 2005
- SCHMITZ-GOEB M, KEINTZEL G., "The Phoebus solar power tower", In Proceedings of the 1997 ASME Int. Solar Energy Conf., 27-30 April, 1997, Washington D.C., Ed. D.E. Claridge and J.E. Pacheco, pp. 47-53, 1997.
- SCHOTT. "White paper on solar thermal power plant technology". Edition Schott. Elmsford. New York. USA. Year 2009. 39 páginas.
- SERCHUK, Adam. "The Environmental Imperative For Renewable Energy: An Update", April 2000. Renewable Energy Policy Project (REPP). Disponible en el recurso online: <http://www.repp.org/>.
- SILVA M., BLANCO M., RUIZ V., "Integration of solar thermal energy in a conventional power plant: The COLON SOLAR project", Journal de Physique IV, Symposium Series, 9, Pr3-189-194, 1999.
- SIMON, CHRISTOPHER A. "Alternative energy: political, economic, and social feasibility". Rowman & littlefield Publishers, Inc. Year 2007. 233 páginas. Páginas 23-61 específicamente dedicadas al análisis de los sistemas de apoyo e incentivos a las energías renovables.
- SMITH, KIMBERLY K. "Powering Our Future: An Energy Sourcebook for Sustainable Living". Alternative Energy Institute. Year 2005. 339 páginas. Páginas 97-111 específicamente dedicadas a las energías alternativas y sus marcos de apoyo.

- SONNTAG-O'BRIEN, Virginia and USHER, Eric. "Mobilising Finance for Renewable Energy. Thematic background paper for the International Conference for Renewable Energies". Bonn (Germany). Year 2004. Disponible el recurso on-line en la página web: <http://www.renewables2004.de/pdf/tbd/TBP05-financing.pdf>.
- SPELLMANN, Hermann et al. "The CSP Industry. An awakening giant". Deutsche Bank Research. Marzo 2009. Disponible con clave privada en la página web: http://www.dbresearch.com/servlet/reweb2.ReWEB?rwsite=DBR_INTERNET_EN-PROD
- STIGLITZ, JE, Sen, A & FITOUSSI, J-P. "Report by the Commission on the Measurement of Economic Performance and Social Progress" [online], 12 (2009) (<http://www.stiglitz-sen-fitoussi.fr/en/index.htm>).
- SUN, Shu. "Funding Breakthrough Technology". Case summary. Photovoltaics. University of Cambridge & Cambridge Integrated Knowledge Center (CIKC). Year 2009.
- TAMME R., LAING D., STEINMANN W.-D.: Advanced Thermal Energy Storage Technology for Parabolic Trough, Proceedings of the 2003 International Solar Energy Conference, Hawaii, 15-18.
- UNEP FI. "Renewable Energy, United Nations Environment Programme. Finance Initiative Climate Change Working Group". CEO Briefing. June 2004.
- UNITED NATIONS. Framework Convention on Climate Change. "Copenhagen Accord". Copenhagen. Denmark. 7-18 December 2009. 5 pages.
- UNITED NATIONS. Report of the World Commission on Environment and Development. "Our Common Future". Transmitted to the General Assembly as an Annex to document A/42/427 - Development and International Co-operation: Environment. New York (USA). April. 1987.
- VROLIJK, CHRISTIAAN. "Climate change and power. Economic Instruments for European Electricity". The Royal Institute of International Affairs. Sustainable development programme. Year 2002. 308 pages. Especialmente es en la Parte I páginas 48-103 en las que se identifica el marco normativo como el factor de atracción único.

- WEITZMAN, M. "Prices vs. Quantities". Review of Economic Studies, 1974, vol. 41, issue 4, pages 477-91.
- WORLD BANK. "Financing for Sustainable Development". IBRD/World Bank. Washington, DC (USA). Year 2002.
- WORLD BANK. "Power for Development: A Review of the World Bank Group's Experience with Private Participation in the Electricity Sector". Operations Evaluation Department, Washington, D.C.: IBRD/World Bank. Washington, DC (USA). Year 2003.
- ZARZA, E. "Generación Directa de Vapor con Colectores Solares Cilindro Parabólicos. Proyecto Direct Solar Steam (DISS)", Chapter 2, ISBN:84-7834-472-1, CIEMAT, Madrid, 2004.
- ZARZA, E.; VALENZUELA, L.; LEÓN, J.; HENNECKE, K.; ECK, M.; WEYERS et al. "DISS-phase II Project. Final Project Report". ISBN: 84-7834-427-6, CIEMAT, Madrid, 2002.
- ZAVOICO, A. B., W. R. GOULD, B. D. KELLY, I. GRIMALDI, C. DELGADO, "Solar Power Tower (SPT) Design Innovations to Improve Reliability and Performance – Reducing Technical Risk and Cost" Proceedings of Forum 2001 conference, Washington, DC, USA, April 21-25, 2001.

▪ **Recursos on-line consultados**

- ABENGOA. <http://www.abengoa.es/corp/web/es/index2.html>
- ACCIONA. <http://www.acciona.es/>
- ACS. <http://www.grupoacs.com/>
- AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION (AWEA), "The Renewables Portfolio Standard: How it works and why it's needed". <http://www.awea.org/policy/index.html>
- ARNETT, Bill. "The Moon". <http://seds.lpl.arizona.edu/nineplanets/nineplanets/luna.html>
- ASTROPOWER. "Astropower Joint Venture to Power World's Largest Central Station Solar Plant". http://www.crest.org/articles/static/1/990629077_2.html.
- BERGER, Michiel. Astronomical Institute of the University of Amsterdam, "The Sun". <http://michiellb.nl/sun/kaft.htm>

- BP Solar Press Office, "BP Announces World's Largest Solar Project".
http://www.crest.org/articles/static/1/987517625_2.html.
- BP SOLAR. "History of Solar Power". <http://www.bpsolarex.com/3rd-History.html>
- BP SOLAR. "Other Solar Powers". <http://www.bpsolarex.com/3rd-Other.html>.
- California Energy Commission, "Direct Solar Gain".
<http://www.consumerenergycenter.org/homeandwork/homes/construction/solardesign/direct.html>.
- CSP TODAY. <http://es.csptoday.com/>
- DATABASE OF STATE INCENTIVES FOR RENEWABLES & EFFICIENCY.
<http://www.dsireusa.org/Index.cfm?EE=0&re=1>
- DEPARTMENT OF ENERGY – US DEPARTMENT.
<http://www.energy.gov/> & <http://www.energy.gov/taxbreaks.htm>
& <http://www.eere.energy.gov/>
- DEPARTMENT OF ENERGY (DOE-EREN). "Solar Energy Topics".
<http://www.eren.doe.gov/RE/solar.html>.
- DESERTEC. <http://www.desertec.org>
- DOE-EREN, "Passive Solar Heating, Cooling, and Daylighting".
http://www.eren.doe.gov/RE/solar_passive.html.
- DOE-EREN, Office of Power Technologies, "Power Towers".
http://www.eren.doe.gov/power/success_stories/power_tower.html.
- DOE-EREN, Office of Power Technologies, "Power Towers".
http://www.eren.doe.gov/power/success_stories/power_tower.html.
- EIA, "Annual Solar Thermal and Photovoltaic Manufacturing Activities Tables, 1999".
http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/solar/solar_photo_tab.html.

- EIA, "Annual Solar Thermal and Photovoltaic Manufacturing Activities Tables, 1999".
http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/solar/solarphoto_tab.html.
- EIA, "Energy Production by Source, 1949-1999", Annual Energy Review 1999. <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/overview.html>
- ENDESA. <http://www.endesa.es/Portal/es/default.htm>
- Energy Information Administration (EIA), "Energy Production by Source, 1949-1999", Annual Energy Review 1999.
http://www.eia.doe.gov/pub/pdf/multi.fuel/aer1999/sec1_7.pdf
- Environmental Protection Agency (EPA), "Global Warming: Calculators".
<http://www.epa.gov/globalwarming/tools/calculators.html>.
- EPA, "Global Warming: Calculators".
<http://www.epa.gov/globalwarming/tools/calculators.html>.
- FITZGERALD, Mark, "Frequently Asked Questions: Solar Electric".<http://www.jademountain.com/faq/faqsolarelect.html> &
<http://www.jademountain.com/faq/faqsolarelect.html>
- FLORIDA POWER & LIGHT. <http://www.fpl.com/>
- FOTOWATIO. <http://www.frv.com/>
- GREENPEACE. "Oil and Solar Greenpeace International Briefing".
<http://www.greenpeace.org/~climate/renewables/reports/oilsolrep.html>
- GREENTIE ORGANIZATION. Greenhouse Gas Information Exchange, "Electric Transmission and Distribution Systems".
<http://www.greentie.org/> &
<http://www.greentie.org/class/ixd02.htm>
- IBERDROLA. <http://www.iberdrola.es/>
- INSTITUTE FOR ENERGY RESEARCH.
<http://www.instituteforenergyresearch.org/>
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.
<http://www.iea.org/textbase/pm/grindex.aspx>

- MASDAR. <http://www.masdar.ae/en/home/index.aspx>
- MUBADALA. <http://www.mubadala.ae/>
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY.
<http://www.nrel.gov/>
- OBAMA, BARACK. Discursos pronunciados.
[www.http://www.barackobama.com](http://www.barackobama.com)
- PHOTOVOLTAIC CELLS.
<http://www.history.rochester.edu/class/solar/cells.htm>.
- REGIONAL CENTER FOR RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY. <http://www.rcreee.org/>
- RENEWABLE ENERGY POLICY PROJECT. Members of the solar power industry obtained from: Serchuk, Adam and Virinder Singh. "Major Players". A Sustainable Energy Industry Cluster for Mesa Del Sol.
<http://www.repp.org/articles/mesaDSol/>
- SANDIA NATIONAL LABORATORIES. <http://www.sandia.gov/> &
http://www.energylan.sandia.gov/sunlab/PDFs/solar_tower.pdf.
- SCHOTT. <http://www.schott.com/solar/spanish/index.html>
- SENER. <http://www.sener.es/>
- SIEMENS SOLAR. Siemens Solar, "Solar Technology Today".
<http://www.siemenssolar.com/qt2.html>
- SISSINE, Fred. "Renewable Energy: Tax Credits, Budget, and Electricity Restructuring Issues", CRS Issue Brief for Congress.
<http://www.cnie.org/nle/eng-54.html>
- SOCIAL SCIENCE RESEARCH NETWORK. <http://www.ssrn.com/>
- SOLAR PACES. <http://www.solarpaces.org/> &
<http://www.solarpaces.org/ANDASOL.HTM>.
- THE RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY.
<http://www.ren21.net/>.

- UNIÓN EUROPEA. <http://eur-lex.europa.eu/es/legis/20090801/chap1207.htm> & http://ec.europa.eu/climateaction/key_documents/index_es.htm
- UNION OF CONCERNED SCIENTISTS.
http://www.ucsusa.org/global_warming/solutions/big_picture_solutions/climate-2030-blueprint.html
- US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. EIA, "Annual Solar Thermal and Photovoltaic Manufacturing Activities Tables 1999".
<http://www.eia.doe.gov/> & http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/solar/solar_photo_tab.html
- WARNER, Philip. "Photoelectric Effect".
http://zebu.uoregon.edu/~js/glossary/photoelectric_effect.html & <http://wigner.byu.edu/Photoelectric/Photoelectric.html>

ÍNDICE DE GRÁFICOS & TABLAS

9. Índice de Gráficos y Tablas

CAPITULO II. Gráficos

Gráfico II.1. Sistemas de apoyo a las energías renovables en los Estados Miembro de la UE.

Gráfico II.2. Valoración de los principales marcos normativos.

Gráfico II.3. Evolución de los sistemas de incentivos a las renovables en varios de los países de la UE. Periodo 1997-2006.

Gráfico II.4. Ranking de riesgos percibidos por los inversores a la hora de decidir sobre sus proyectos de energías renovables

Gráfico II.5. Ranking de riesgos percibidos por los inversores a la hora de decidir sobre sus proyectos de energías renovables

Gráfico II.6. Inversión global en proyectos de inversión en energías renovables

Gráfico II.7. Prima equivalente régimen especial (M€). Escenario laminado Vs. Entrada única

Gráfico II.8. Inversiones mundiales en nuevos activos de generación según su origen.

CAPITULO III. Gráficos

Gráfico III.1. Riesgo y rentabilidad de los activos más importantes para un inversor global. 1900-2008

Gráfico III. 2. Riesgo y rentabilidad de los activos más importantes para un inversor europeo. 1900-2008

CAPITULO IV. Gráficos

Gráfico IV.1. Irradiación solar promedio anual en el mundo (KWh/m²).

Gráfico IV.2. Colector cilindro – parabólico.

Gráfico IV.3. Sistema Fresnel.

Gráfico IV.4. Discos parabólicos y Receptor central.

Gráfico IV.5. Central solar termoeléctrica de torre con helióstatos.

Gráfico IV.6. Esquema representativo del factor coseno.

Gráfico IV.7. Sombras y bloqueos entre helióstatos.

Gráfico IV.8. Tubo absorbedor de un colector cilindro – parabólico.

Gráfico IV.9. Campo solar en una central cilindro - parabólica

Gráfico IV.10. Esquema de central con almacenamiento. Andasol I.

Gráfico IV.11. Apariencia del campo solar en planta cilindro-parabólica

Gráfico IV.12. Tanques de almacenamiento para sales fundidas.

Gráfico IV.13. Esquema de central con colectores cilindro – parabólicos.

Gráfico IV.14. Conjunto isla de potencia y parte del campo solar.

CAPITULO V. Gráficos

Gráfico V.1. Niveles de Irradiación en MENA

Gráfico V.2. Distribución de los activos en MENA según proyecto DESERTEC

Gráfico V.3. Incremento en la generación eléctrica mundial de las energías renovables

Gráfico V.4. Irradiación solar en los Estados Unidos de América.

Gráfico V.5. Inversiones mundiales en nuevos activos de generación según su origen.

CAPITULO VI. Gráficos

Gráfico VI.1. Estructura básica del modelo de negocio termosolar

Gráfico VI.2. Matriz estratégica de gestión de riesgos.

Gráfico VI.3. Composición del activo en el plan de negocio.

Grafico VI.4. Evolución del Beneficio de la planta solar.

Gráfico VI.5. Composición del pasivo.

Grafico VI.6. Perfil de generación de caja del proyecto termosolar.

Gráfico VI.7. Evolución de los distintos flujos de caja

Gráfico VI.8. Rentabilidades Proyecto, Capitales Propios y Dividendos

Grafico VI.9. Evolución del Ratio de Cobertura del proyecto termosolar

Grafico VI.10. Ratios de cobertura del proyecto termosolar

Gráfico VI.11. Rentabilidad versus una variación de la Inversión

Gráfico VI.12. Rentabilidad versus una variación de los Ingresos

Gráfico VI.13. Rentabilidad vs. variación de los gastos fijos del proyecto

Gráfico VI.14. Rentabilidad versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto

Gráfico VI.15. Ratios de financiación versus una variación de la Inversión

Gráfico VI.16. Ratios de financiación versus una variación de los Ingresos

Gráfico VI.17. Ratios de financiación versus una variación de los gastos fijos del proyecto

Gráfico VI.18. Ratios de financiación versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto

Gráfico VI.19. Resultados obtenidos de la simulación sobre el plan de negocio termosolar

Gráfico VI.20. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.21. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.22. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.23. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.24. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.25. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.26. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.27. Composición del activo en el plan de negocio.

Gráfico VI.28. Evolución del Beneficio de la planta solar.

Gráfico VI.29. Composición del pasivo.

Gráfico VI.30. Perfil de generación de caja del proyecto termosolar.

Gráfico VI.31. Evolución de los distintos flujos de caja

Gráfico VI.32. TIR del Proyecto, de los Capitales Propios y Dividendos

Gráfico VI.33. Evolución del Ratio de Cobertura del proyecto termosolar

Gráfico VI.34. Ratios de cobertura del proyecto termosolar

Gráfico VI.35. Rentabilidad versus una variación de la Inversión

Gráfico VI.36. Rentabilidad versus una variación de los Ingresos

Gráfico VI.37. Rentabilidad versus una variación de los gastos fijos del proyecto

Gráfico VI.38. Rentabilidad versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto

Gráfico VI.39. Ratios de financiación versus una variación de la Inversión

Gráfico VI.40. Ratios de financiación versus una variación de los Ingresos

Gráfico VI.41. Ratios de financiación versus una variación de los gastos fijos del proyecto

Gráfico VI.42. Ratios de financiación versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto

Gráfico VI.43. Resultados obtenidos de la simulación sobre el plan de negocio termosolar

Gráfico VI.44. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.45. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.46. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.47. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.48. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.49. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.50. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.51. Rentabilidades (TIR) del Proyecto, de los Capitales Propios y Dividendos

Grafico VI.52. Ratios de cobertura del proyecto termosolar

Grafico VI.53. Sensibilidad de la TIR a la inclusión del valor residual

Grafico VI.54. Evolución del Servicio de la Deuda

Grafico VI.55. Sensibilidad de las rentabilidades frente a la evolución de los tipos de interés

Grafico VI.56. WACC según riesgo del proyecto incorporado en la beta

Grafico VI.57. Valor actual neto según el riesgo del proyecto incorporado en el coeficiente beta

Grafico VI.58. Sensibilidad de las rentabilidades a la evolución de los planes de negocio

Gráfico VI.59. Composición del activo en el plan de negocio.

Grafico VI.60. Evolución del Beneficio de la planta solar.

Gráfico VI.61. Composición del pasivo.

Grafico VI.62. Perfil de generación de caja del proyecto termosolar.

Gráfico VI.63. Evolución de los distintos flujos de caja

Gráfico VI.64. TIR del Proyecto, de los Capitales Propios y Dividendos

Grafico VI.65. Evolución anual del Ratio de Cobertura del proyecto termosolar

Grafico VI.66. Ratios de cobertura del proyecto termosolar

Gráfico VI.67. Rentabilidad versus una variación de la Inversión

Gráfico VI.68. Rentabilidad versus una variación de los Ingresos

Gráfico VI.69. Rentabilidad versus una variación de los gastos fijos

Gráfico VI.70. Rentabilidad versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto

Gráfico VI.71. Ratios de financiación versus una variación de la Inversión

Gráfico VI.72. Ratios de financiación versus una variación de los Ingresos

Gráfico VI.73. Ratios de financiación versus variación de los gastos fijos

Gráfico VI.74. Ratios de financiación versus variación de fondos propios

Gráfico VI.75. Resultados obtenidos de la simulación sobre el plan de negocio termosolar

Gráfico VI.76. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.77. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.78. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.79. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.80. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.81. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.82. Hipótesis empleadas en la simulación

Grafico VI.83. Sensibilidad de la TIR a la inclusión del valor residual

Grafico VI.84. Evolución del Servicio de la Deuda

Grafico VI.85. Sensibilidad de la rentabilidad frente a cambios en tipos de interés

Grafico VI.86. WACC según perfil de riesgo en el coeficiente beta

Grafico VI.87. VAN según el riesgo incorporado en el coeficiente beta

Grafico VI.88. Sensibilidad de las rentabilidades a la evolución de los planes de negocio

Grafico VI.89. Mapa de irradiación solar a nivel mundial.

Gráfico VI.90. Composición del activo en el plan de negocio.

Grafico VI.91. Evolución del Beneficio de la planta solar.

Gráfico VI.92. Composición del pasivo.

Grafico VI.93. Perfil de generación de caja del proyecto termosolar.

Gráfico VI.94. Evolución de los distintos flujos de caja

Gráfico VI.95. TIR del Proyecto, de los Capitales Propios y Dividendos

Grafico VI.96. Evolución anual del Ratio de Cobertura del proyecto termosolar

Grafico VI.97. Ratios de cobertura del proyecto termosolar

Gráfico VI.98. Rentabilidad versus una variación de la Inversión

Gráfico VI.99. Rentabilidad versus una variación de los Ingresos

Gráfico VI.100. Rentabilidad versus una variación de los gastos fijos del proyecto

Gráfico VI.101. Rentabilidad versus una variación de los fondos propios aportados al proyecto

Gráfico VI.102. Ratios de financiación versus variación de la Inversión

Gráfico VI.103. Ratios de financiación versus variación de los Ingresos

Gráfico VI.104. Ratios de financiación versus variación de los gastos fijos

Gráfico VI.105. Ratios de financiación versus variación de fondos propios

Gráfico VI.106. Resultados obtenidos de la simulación sobre el plan de negocio termosolar

Gráfico VI.107. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.108. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.109. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.110. Hipótesis empleadas en la simulación

Gráfico VI.111. Hipótesis empleadas en la simulación

Grafico VI.112. Sensibilidad de la TIR a la inclusión del valor residual

Grafico VI.113. Evolución del Servicio de la Deuda

Grafico VI.114. Sensibilidad de las rentabilidades frente a la evolución de los tipos de interés

Grafico VI.115. WACC según perfil de riesgo incorporado en el coeficiente beta

Grafico VI.116. VAN según el riesgo incorporado en el coeficiente beta

Grafico VI.117. Sensibilidad de las rentabilidades a la evolución de los planes de negocio

Grafico VI.118. Mapa de irradiación solar a nivel mundial.

Índice de Tablas

CAPITULO II. Tablas

Tabla II.1. Capacidad Instalada en el sector eólico para los 10 principales países. Año 2008.

Tabla II.2. Capacidad Instalada en el sector fotovoltaico para los principales jugadores mundiales. Años 2004-2008.

Tabla II.3. Inversión en energías renovables. Escenario PER estimado

Tabla II.4. Inversión en energías renovables. Escenario PER real

Tabla II.5. Inversión en energías renovables. Escenario Entrada en 2010

Tabla II.6. Inversión en energías renovables. Escenario Entrada gradual 2010-2013.

Tabla II.7. Límites al déficit tarifario establecidos en RDL 06/2009

CAPITULO III. Tablas

Tabla III.1. Rentabilidades de los accionistas en proyectos de energías renovables.

CAPITULO IV. Tablas

Tabla IV.1 Listado proyectos termosolares en operación y construcción

Tabla IV.2. Datos de las distintas tecnologías de concentración

CAPITULO V. Tablas

Tabla V.1. Objetivos globales nacionales en relación con la cuota de energía renovable en el consumo de energía final en 2020

Tabla V.2. Remuneración del subgrupo b.1.2. Generación a partir de energía termosolar

Tabla V.3. Perfiles de diferentes países de la región MENA como destino de la inversión desde la óptica de un Inversor europeo.

Tabla V.4. *Renewable Energy Portfolio Standard (RPS)* en vigor. Sept-2009

Tabla V.5. Situación de incentivos en los Estados del Cinturón Solar

CAPITULO VI. Tablas

Tabla VI.1. Reparto “típico” de riesgos técnicos en un proyecto termosolar.

Tabla VI.2. Reparto “típico” de riesgos técnicos en un proyecto termosolar.

Tabla VI.3. Condiciones financieras del *project finance* para la planta termosolar de torre central de 17 Mw con almacenamiento térmico.

Tabla VI.4. Frecuencia de utilización por parte de las empresas analizadas de los diversos métodos de valoración de proyectos de inversión.

Tabla VI.5. Resultados obtenidos de la simulación.

Tabla VI.6. Resultados obtenidos de la simulación. Percentiles

Tabla VI.7. Condiciones financieras del project finance para la planta termosolar cilindro parabólica de 50 Mw con almacenamiento térmico.

Tabla VI.8. Resultados obtenidos de la simulación.

Tabla VI.9. Resultados obtenidos de la simulación. Percentiles

Tabla VI.10. Principales jugadores de la industria termosolar.

Tabla VI.11. Condiciones financieras para la planta de 240 Mw en EEUU.

Tabla VI.12. Resultados obtenidos de la simulación.

Tabla VI.13. Resultados obtenidos de la simulación. Percentiles

Tabla VI.14. Condiciones financieras del project finance para la planta termosolar cilindro parabólica de 100 Mw sin almacenamiento térmico.

Tabla VI.15. Resultados obtenidos de la simulación.

Tabla VI.16. Resultados obtenidos de la simulación. Percentiles

ABREVIATURAS & GLOSARIO DE TÉRMINOS

10. ABREVIATURAS & GLOSARIO DE TÉRMINOS

Abreviatura	Significado
ABG	Abengoa
ACM	Acuerdo de Consejo de Ministros
ACS	Empresa ACS
AEBIOM	European Biomass Association
AIE	Agencia Internacional de la Energía
ALOP	Advanced loss of profit
ANA	Acciona
APD	Agencia de Protección de Datos.
AWEA	American Wind Energy Association
BE	Banco de España.
BLT	Build Lease Transfer
BOCG	Boletín Oficial de las Cortes Generales.
BOE	Boletín Oficial del Estado.
BOO	Build Own Operate
BOOT	Build Own Operate Transfer
BOP	Boletín Oficial de la Provincia.
BOT	Build Operate Transfer
CC	Código Civil.
CCAA	Comunidades Autónomas.
CE	Constitución Española.
CER	certificadas de emisiones
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas.
CMT	Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones.
CNE	Comisión Nacional de la Energía.
CNMV	Comisión Nacional del Mercado de Valores.
CP	Código Penal.
CS	Credit Suisse
CSN	Consejo de Seguridad Nuclear.
CTCC	Centrales de Ciclo Combinado.
DB	Deutsche Bank
DBFO	Design Build Finance Operate
DCMF	Design Construct Manage Finance
DD	Due diligence
DOE	Department of Energy (USA)

eBIO	European Bioethanol Fuel Association
EEUU	Estados Unidos de América
EGEC	European Geothermal Energy Council
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental.
ELE	Endesa
ENTSO	Red Europea de Operadores de Sistemas de Transporte
EPA	Environmental Protection Agency.
EPC	Engineering, Construcción and Procurement
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
EPRI	Electric Power Research Institute.
EREF	European Renewable Energies Federation
ESHA	European Small Hydropower Association
ESTELA	European Solar Thermal Electricity Association
ESTIF	European Solar Thermal Industry Federation
ET	Especificaciones Técnicas.
EUBIA	European Biomass Industry Association
EU-OEA	European Ocean Energy Association
EUREC	European Renewable Energy Research Centres Agency
EWEA	European Wind Energy Association
FCC	Fomento de Construcciones y Contratas
FIT	Feed In Tariff
FRSD	Fondo de Reserva del Servicio de la deuda
GWh/GW	Gigawatios hora / gigawatios.
IBE	Iberdrola
IDAE	Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía
IEA	International Energy Agency
IFRS	International Financial Reporting Standards
IPP	Independent Power Producer
IRS	Interest Rate Swap
ITC	Investment Tax Credit
IVA	Impuesto sobre el Valor Añadido
LEC	<i>Levelized cost of electricity</i>
LGP	Ley General Presupuestaria.
LGT	Ley General Tributaria.
LSE	Ley 54/97, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.
MEH	Ministerio de Economía y Hacienda.
MENA	Middle East & North Africa
MIE	Ministerio de Industria y Energía.
MITC	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

MW	Megawattios.
MW/h	Megawattios hora.
NPGC	Nuevo Plan General Contable
O&M	Operación & Mantenimiento
OMC	Organización Mundial del Comercio.
ONU	Organización de Naciones Unidas
PB	Project Bonds
PF	Project Finance
PNA	Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión
PPA	Power purchase agreement
PTC	Production Tax Credit
RAEL	Real Academia Española de la Lengua
RCSD	Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda
RD	Real Decreto
RDL	Real Decreto Ley
REE	Red Eléctrica de España.
RPS	Renewable Portfolio Standards
SD	Servicio de la Deuda
SPV	Special Purpose Vehicle
TC	Tribunal Constitucional.
TCE	Tratado de la Comunidad Económica Europea.
TDC	Tribunal de Defensa de la Competencia.
TEM/TMR	Tarifa Eléctrica Media o de Referencia
TIR	Tasa Interna de Rentabilidad
TS	Tribunal Supremo.
TUE	Tratado de la Unión Europea.
UAE	united Arab Emirates
UE	Unión Europea.
UNESA	Unión Eléctrica S.A.
UNF	Unión Fenosa
USA	United States of America
UTE	Unión Temporal de Empresas
VAN	Valor Actual Neto
VVAA	Varios Autores.
WACC	Weighted average cost of capital
WEO	World Energy Outlook

ANEXOS. PLANES DE NEGOCIO

ANEXO I.

**PLAN DE NEGOCIO DE LA CENTRAL TERMOSOLAR DE TORRE CENTRAL CON
ALMACENAMIENTO TÉRMICO DE 17 MW
LOCALIZACIÓN: ESPAÑA**

Proyecto:	Gemasolar
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	16-03-10 Deuda Senior

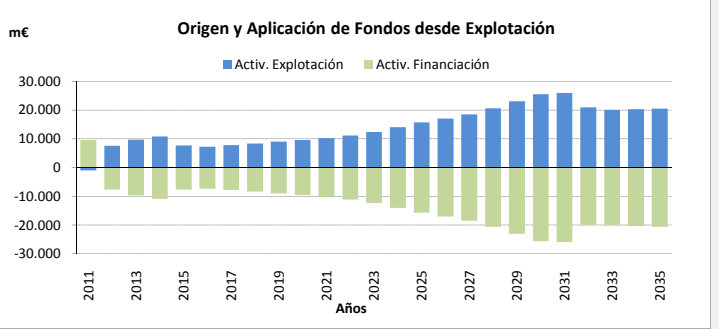
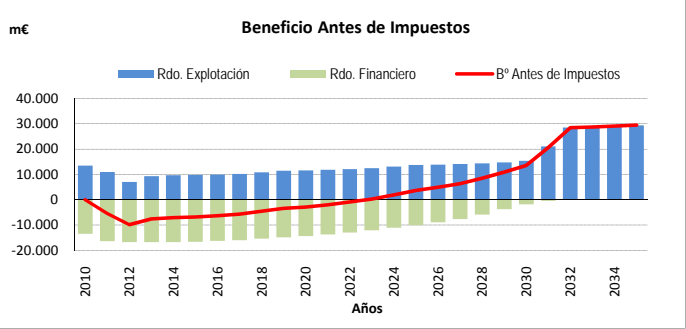
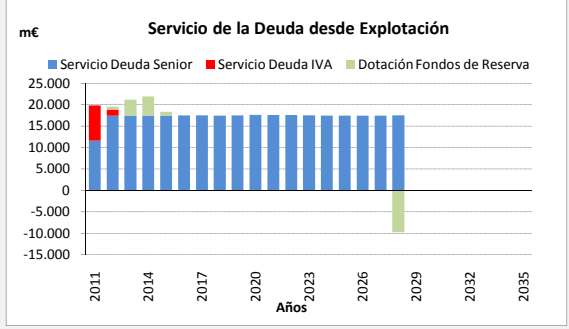
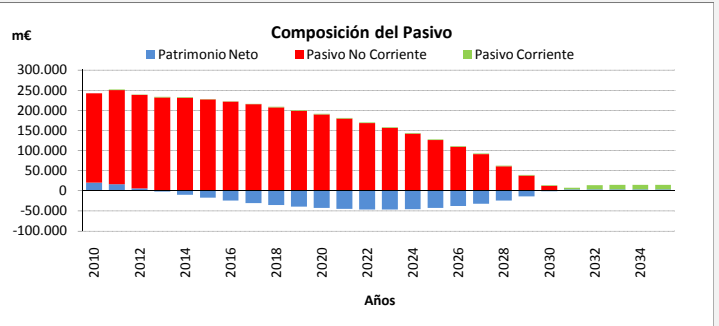
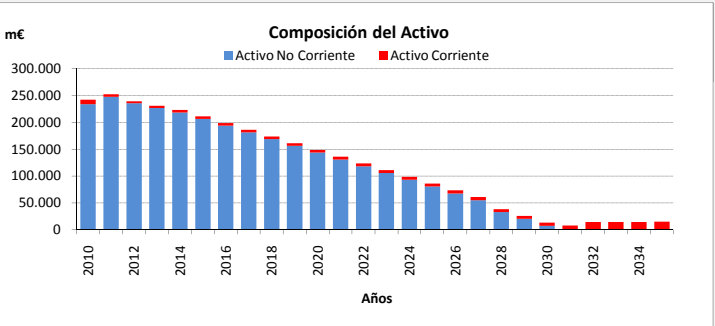
07-10-08	Inicio Construcción
34	Meses de Construcción
25	Años de Explotación
20	Años Vida Deuda Senior
6	Meses Período de Gracia 1ª Devolución
2	Número de Cuotas a Pagar en el Año
75.00%	% Años Vida Deuda Senior bajo Swap
75.00%	% Tipo Deuda Senior bajo Swap
70.40%	Deuda Senior como % de las Necesidades de Fondos
2.00%	Fee Estructuración
0.60%	Fee de Compromiso
25	m€ Comisión de Agencia Anual
0	m€ Coste de Asesores Anual
1.50%	Margen Interés en Construcción
2.00%	Margen Interés en Explotación
5.00%	Tipo de Interés Swap
1.20	RCSD mínimo para reparto de Dividendos
50.00%	Reserva Servicio de la Deuda

TIR Proyecto	6,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	17.200	RCSD mínimo	1,12	LLCR mínimo	1,46	% Equity mínimo	30%
TIR Capitales Propios	8,4%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	2.866	RCSD medio	1,36	LLCR medio	1,79	% Equity medio	63%
TIR Dividendos	8,4%	7,9%	m€ VAN de Dividendos	2.832	RCSD máximo	1,53	LLCR máximo	3,09	% Equity máximo	100%

Inversiones	m€	Amortización	IVA	Días Pago	Gastos Construcción	m€	IVA	Días Pago	Gastos Fijos	m€	IVA	Días Pago
Terrenos	0		16,00%	0	Personal				Personal	990		
EPC	199.808	20	16,00%	0	Seguros	0,00%	0	0	Seguros	1.200	0,00%	0
Gastos de la Propiedad	15.400	20	16,00%	0	Alquiler de Terrenos	16,00%	45	45	Alquiler de Terrenos	186	16,00%	45
Bonus Alquileres	0	20	0,00%	0	Repuestos	16,00%	45	45	Repuestos	1.760	16,00%	45
Inversión 05		20	16,00%	0	Mantenimiento	16,00%	45	45	Mantenimiento	77	16,00%	45
Inversión 06		20	16,00%	0	Limpieza	16,00%	45	45	Limpieza	495	16,00%	45
Inversión 07		20	16,00%	0	Vigilancia y Seguridad	16,00%	45	45	Vigilancia y Seguridad	90	16,00%	45
Inversión 08		20	16,00%	0	Gastos de Gestión	16,00%	45	45	Gastos de Gestión	210	16,00%	45
Inversión 09		20	16,00%	0	Agente	16,00%	45	45	Agente	180	16,00%	45
Inversión 10		20	16,00%	0	GDC 10	16,00%	60	60	IBI, IAE	114,82	0,00%	45

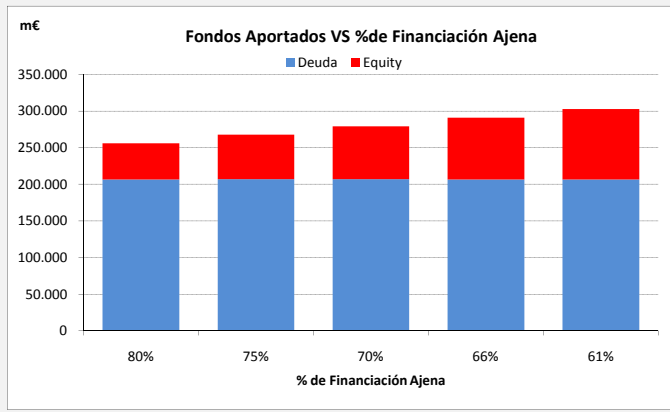
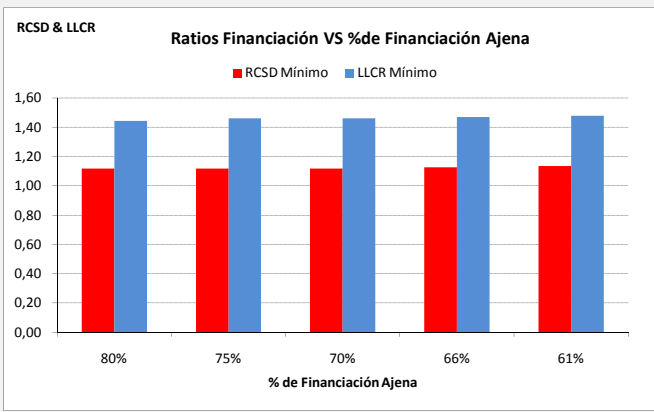
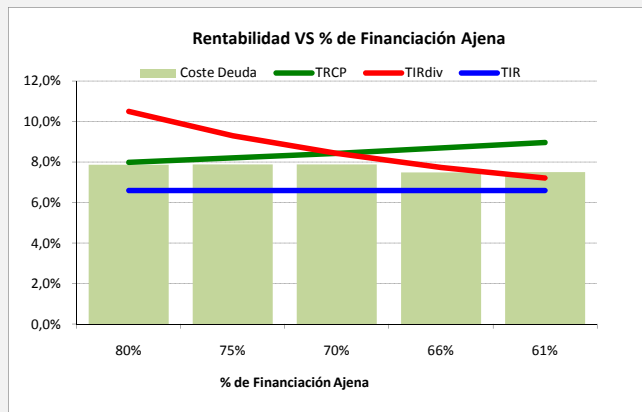
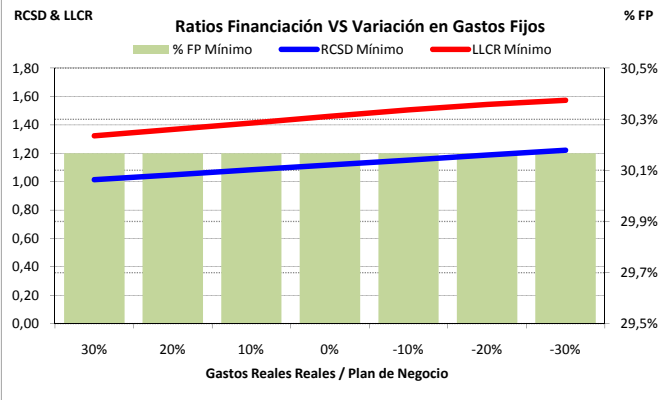
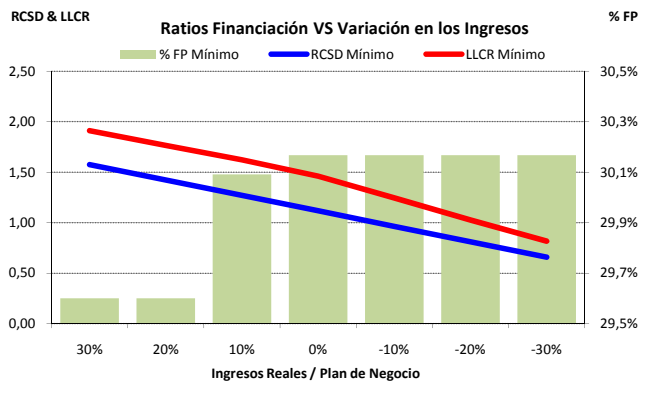
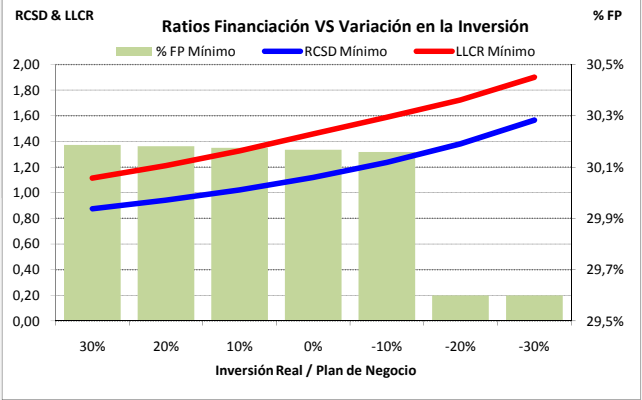
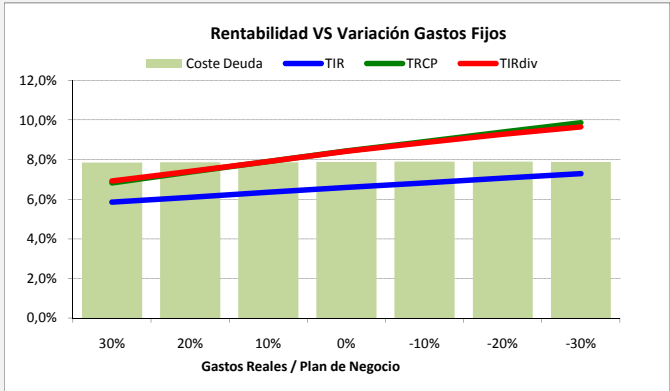
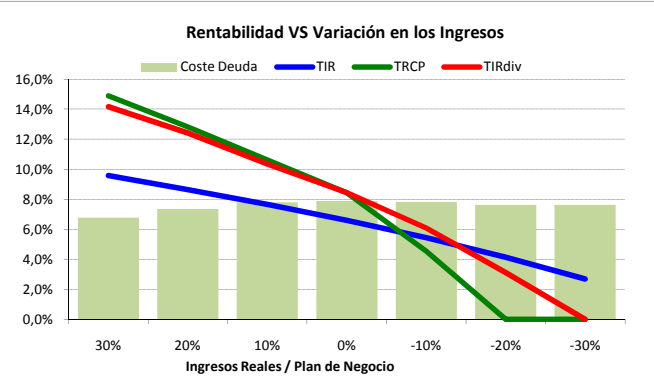
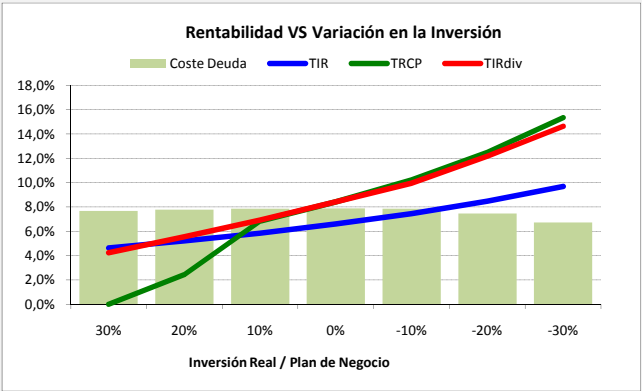
Ingresos Operación	Unidades		Precios		IVA	Días Cobro	Gastos Variables	Unidades		Precios		IVA	Días Pago
Venta Electricidad	95.875	GWh	281,639	€/MWh	16,00%	45	Gas Natural	70.500	GWh	25.000	€/MWh	16,00%	45
Ingresos 02							Compra de Electricidad	3.779	GWh	100.000	€/MWh	16,00%	45
Ingresos 03							Agua	120.000	m€	1.000		16,00%	45
Ingresos 04							Aceite, Químicos	20.000	m€	1.000		16,00%	45
Ingresos 05							Otros Gastos	69.620	m€	1.000		16,00%	45

215.208	Inversiones
0	Gastos durante Construcción
37.412	Gastos Intercalarios
-7.785	Working Capital
244.835	Necesidades de Fondos
34.433	IVA durante la Construcción
279.268	Total Fondos Necesarios
72.471	Equity (29,6% s/Necesidades de Fondos)
172.364	Deuda Senior (70,4% s/Necesidades de Fondos)
244.835	Orígenes de Fondos
34.433	Línea IVA
279.268	Total Orígenes de Fondos



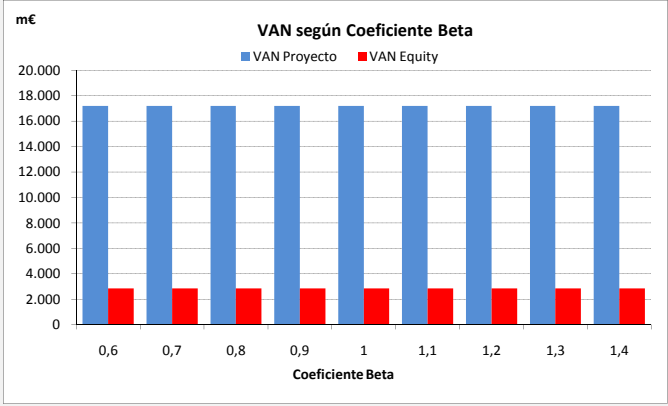
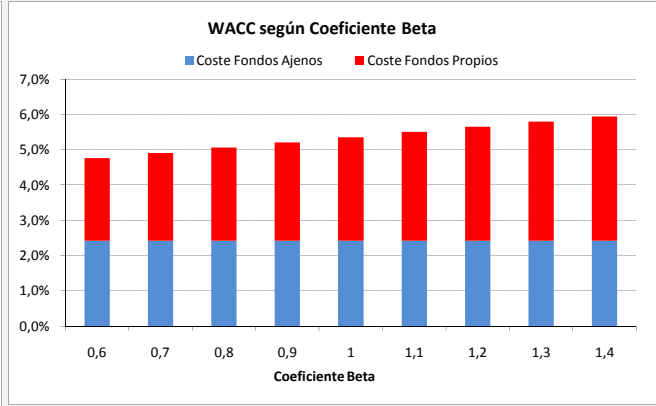
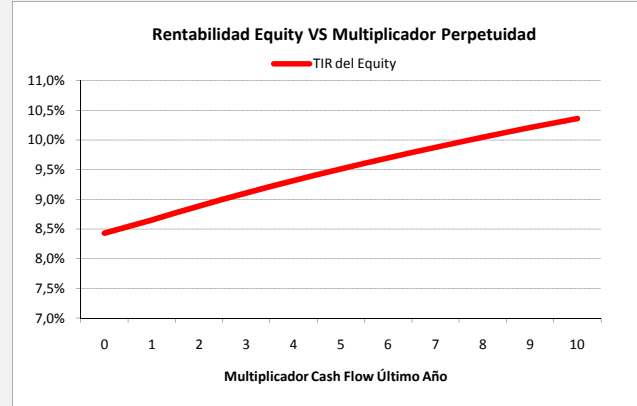
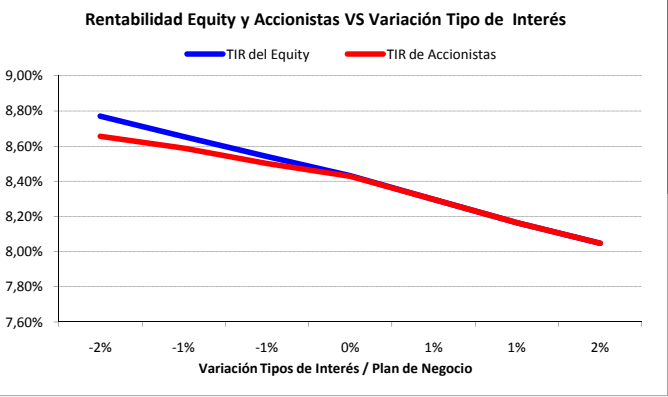
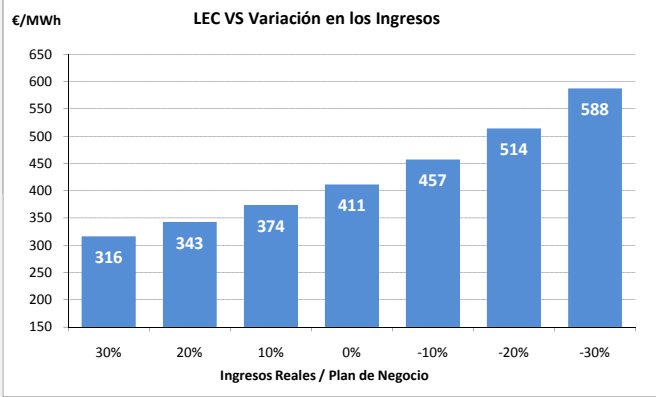
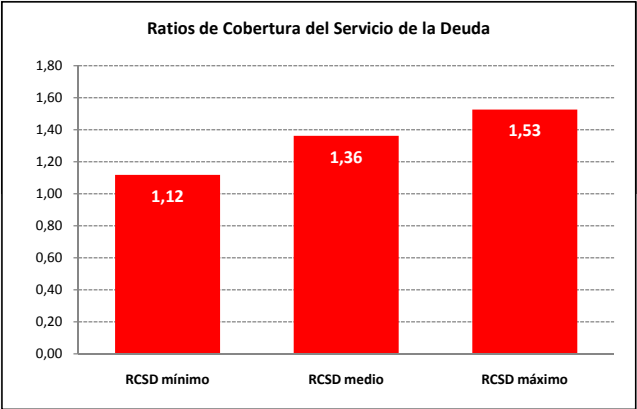
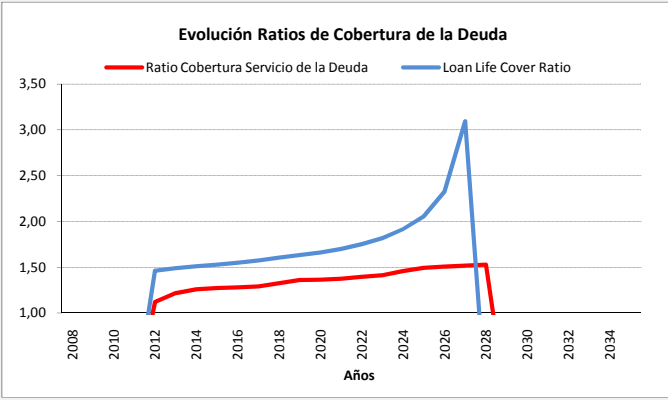
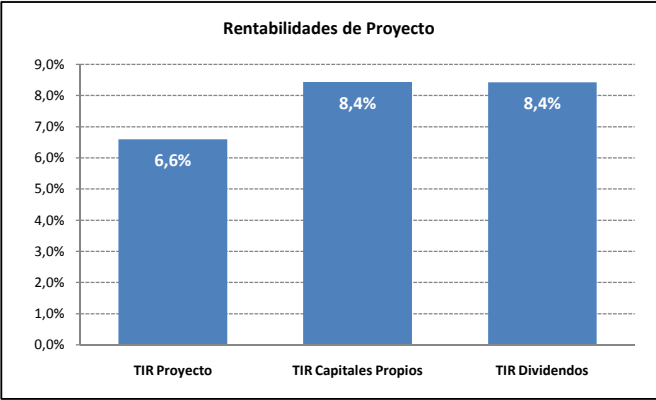
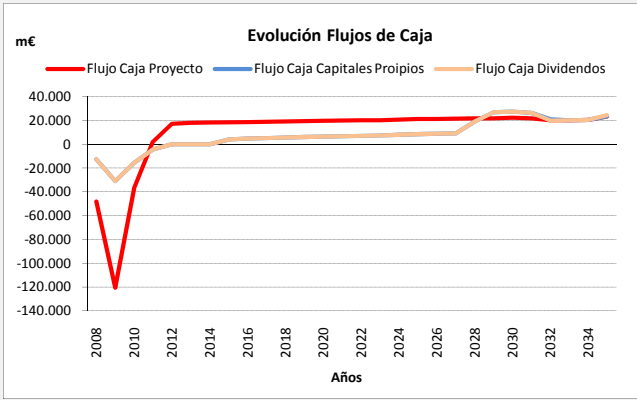
Proyecto:	Gemasolar
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	16-03-10 Deuda Senior

TIR Proyecto	6,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	17.200	RCSD mínimo	1,12	LLCR mínimo	1,46	% Equity mínimo	30%
TIR Capitales Propios	8,4%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propio	2.866	RCSD medio	1,36	LLCR medio	1,79	% Equity medio	63%
TIR Dividendos	8,4%		m€ VAN de Dividendos	2.832	RCSD máximo	1,53	LLCR máximo	3,09	% Equity máximo	100%



Proyecto:	Gemasolar
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	16-03-10 Deuda Senior

TIR Proyecto	6,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	17.200	RCSD mínimo	1,12	LLCR mínimo	1,46	% Equity mínimo	30%
TIR Capitales Propios	8,4%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propio	2.866	RCSD medio	1,36	LLCR medio	1,79	% Equity medio	63%
TIR Dividendos	8,4%		m€ VAN de Dividendos	2.832	RCSD máximo	1,53	LLCR máximo	3,09	% Equity máximo	100%



Proyecto: Gemasolar	TIR Proyecto	6,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	17.200	RCSD mínimo	1,12	LLCR mínimo	1,46	% Equity mínimo	30%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	8,4%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propio	2.866	RCSD medio	1,36	LLCR medio	1,79	% Equity medio	63%
Fecha: 16-03-10 Deuda Senior	TIR Dividendos	8,4%		m€ VAN de Dividendos	2.832	RCSD máximo	1,53	LLCR máximo	3,09	% Equity máximo	100%

Resumen Cuenta de Explotación, en Miles de Euros	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos	0	0	0	9.197	27.532	30.198	30.873	31.232	31.607	32.139	32.963	33.821	34.203	34.702	35.264	35.857	36.778
EBITDA (B° Antes de Intereses, Impuestos y Amortizaciones)	0	0	0	6.234	19.580	21.853	22.290	22.426	22.573	22.823	23.406	24.017	24.146	24.384	24.680	25.000	25.641
EBIT (B° Antes de Intereses e Impuestos)	5.944	8.226	13.458	10.930	6.949	9.222	9.659	9.796	9.942	10.192	10.775	11.386	11.515	11.753	12.049	12.369	13.010
Beneficio Neto	0	0	0	-5.450	-9.900	-7.578	-7.113	-6.819	-6.390	-5.787	-4.638	-3.502	-2.937	-2.041	-984	192	1.910
Resumen Balance de Situación, en Miles de Euros	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Fondos Propios	4.317	15.265	20.449	16.063	5.713	-2.314	-9.877	-17.146	-23.986	-30.223	-35.311	-39.263	-42.650	-45.141	-46.575	-46.833	-45.374
Deuda Senior	34.208	119.029	160.978	172.364	166.780	160.802	154.410	147.584	140.289	132.484	124.110	115.147	105.564	95.297	84.298	72.519	59.931
Saldo en Caja y Bancos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fondo de Maniobra	6.887	18.250	7.920	3.123	2.763	3.073	3.137	3.162	3.180	3.230	3.313	3.401	3.417	3.466	3.513	3.564	3.646
Resumen Generación de Caja, en Miles de Euros	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Caja para el Servicio de la Deuda	-49.928	-125.423	-39.168	2.241	19.490	21.109	21.877	22.160	22.340	22.564	23.101	23.709	23.927	24.133	24.427	24.738	25.345
Servicio de la Deuda	5.422	13.311	28.338	19.792	19.490	21.109	21.877	18.294	17.491	17.474	17.448	17.502	17.554	17.547	17.523	17.452	17.401
Caja Disponible para Accionistas	0	0	0	0	0	0	0	3.866	4.848	5.090	5.653	6.207	6.373	6.586	6.904	7.287	7.943
Servicio de la Deuda Subordinada	0	0	0	0	0	0	0	3.866	4.848	5.090	5.653	6.207	6.373	6.586	6.904	7.287	7.943
Dividendos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ratios Representativos																	
Resumen Cuenta de Explotación	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EBITDA / Ingresos	--	--	--	68%	71%	72%	72%	72%	71%	71%	71%	71%	71%	70%	70%	70%	70%
EBIT / Ingresos	--	--	--	119%	25%	31%	31%	31%	31%	32%	33%	34%	34%	34%	34%	34%	35%
Beneficio Neto / Ingresos	--	--	--	-59%	-36%	-25%	-23%	-22%	-20%	-18%	-14%	-10%	-9%	-6%	-3%	1%	5%
Ratios Proyecto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
6,6% TIR Proyecto	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-10,3%	-7,1%	-4,6%	-2,7%	-1,1%	0,2%	1,3%	2,2%
8,4% TIR Capitales Propios	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-5,2%	-3,3%	-1,8%	-0,4%
8,4% TIR Dividendos	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-5,2%	-3,3%	-1,8%	-0,4%
7,9% Coste Préstamos	#¡NUM!	#¡NUM!	#¡NUM!	#¡NUM!	#¡NUM!	#¡NUM!	#¡NUM!	-11,0%	-6,7%	-3,4%	-0,9%	1,0%	2,6%	3,8%	4,8%	5,6%	6,3%
Deuda Senior ÷ (Deuda Senior + Fondos Propios)	89%	89%	89%	91%	97%	101%	107%	113%	121%	130%	140%	152%	168%	190%	223%	282%	412%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda					1,12	1,21	1,26	1,27	1,28	1,29	1,32	1,36	1,36	1,37	1,39	1,41	1,46
Loan Life Cover Ratio					1,46	1,49	1,51	1,53	1,55	1,57	1,60	1,63	1,66	1,70	1,75	1,82	1,91

Proyecto:	Gemasolar
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	16-03-10 Deuda Senior

Resumen Cuenta de Explotación, en Miles de Euros		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ingresos		37.737	38.178	38.755	39.365	40.001	41.031	42.104	42.591	43.234	43.932	44.668
EBITDA (Bº Antes de Intereses, Impuestos y Amortizaciones)		26.314	26.460	26.664	26.963	27.281	27.983	28.541	28.417	28.708	29.046	29.413
EBIT (Bº Antes de Intereses e Impuestos)		13.683	13.829	14.033	14.332	14.650	15.352	20.997	28.417	28.708	29.046	29.413
Beneficio Neto		3.592	4.868	6.307	8.450	10.900	13.461	18.412	19.892	20.104	20.340	20.597
Resumen Balance de Situación, en Miles de Euros		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Fondos Propios		-42.232	-37.814	-31.957	-23.957	-13.507	-496	3.775	3.775	3.821	3.860	3.902
Deuda Senior		46.457	32.038	16.611	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo en Caja y Bancos		0	0	0	0	0	0	0	1.048	1.048	1.048	1.048
Fondo de Maniobra		3.753	3.782	3.819	3.857	3.920	4.022	3.775	2.727	2.773	2.812	2.853
Resumen Generación de Caja, en Miles de Euros		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Caja para el Servicio de la Deuda		25.994	26.218	26.414	26.706	26.768	27.431	26.396	20.940	20.058	20.301	20.555
Servicio de la Deuda		17.409	17.409	17.447	7.765	0	0	0	0	0	0	0
Caja Disponible para Accionistas		8.585	8.809	8.967	18.941	26.768	27.431	26.396	20.940	20.058	20.301	20.555
Servicio de la Deuda Subordinada		8.585	8.809	8.967	18.941	26.768	27.431	12.523	0	0	0	0
Dividendos		0	0	0	0	0	0	13.872	19.892	20.058	20.301	20.555
Ratios Representativos												
Resumen Cuenta de Explotación		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
EBITDA / Ingresos		70%	69%	69%	68%	68%	68%	68%	67%	66%	66%	66%
EBIT / Ingresos		36%	36%	36%	36%	37%	37%	50%	67%	66%	66%	66%
Beneficio Neto / Ingresos		10%	13%	16%	21%	27%	33%	44%	47%	46%	46%	46%
Ratios Proyecto		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
6,6%	TIR Proyecto	3,0%	3,6%	4,2%	4,6%	5,1%	5,4%	5,7%	6,0%	6,2%	6,4%	6,6%
8,4%	TIR Capitales Propios	0,8%	1,8%	2,6%	3,9%	5,2%	6,2%	7,0%	7,4%	7,8%	8,1%	8,4%
8,4%	TIR Dividendos	0,8%	1,8%	2,6%	3,9%	5,2%	6,2%	7,0%	7,4%	7,8%	8,1%	8,4%
7,9%	Coste Préstamos	6,9%	7,3%	7,7%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%
Deuda Senior ÷ (Deuda Senior + Fondos Propios)		1099%	-555%	-108%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda		1,49	1,51	1,52	1,53							
Loan Life Cover Ratio		2,06	2,32	3,09								

Proyecto: Gemasolar	TIR Proyecto	6,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	17.200	RCSD mínimo	1,12	LLCR mínimo	1,46	% Equity mínimo	30%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	8,4%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propio	2.866	RCSD medio	1,36	LLCR medio	1,79	% Equity medio	63%
Fecha: 16-03-10 Deuda Senior	TIR Dividendos	8,4%	7,9%	m€ VAN de Dividendos	2.832	RCSD máximo	1,53	LLCR máximo	3,09	% Equity máximo	100%

Cuenta de Pérdidas y Ganancias	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
+ Resultado de Explotación	5.944	8.226	13.458	10.930	6.949	9.222	9.659	9.796	9.942	10.192	10.775	11.386	11.515	11.753	12.049	12.369	13.010
+ Importe Neto Cifra de Negocios	0	0	0	9.197	27.532	30.198	30.873	31.232	31.607	32.139	32.963	33.821	34.203	34.702	35.264	35.857	36.778
+ Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	5.944	8.226	13.458	9.783	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Imputación de Subvenciones	0	0	0	181	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
- Aprovisionamientos	0	0	0	803	2.445	2.692	2.780	2.850	2.921	2.994	3.069	3.145	3.224	3.305	3.387	3.472	3.559
- Gastos de Personal	0	0	0	438	1.115	1.143	1.171	1.200	1.230	1.261	1.293	1.325	1.358	1.392	1.427	1.463	1.499
- Otros Gastos de Explotación	0	0	0	1.904	4.842	4.960	5.081	5.205	5.333	5.511	5.645	5.784	5.925	6.071	6.220	6.372	6.529
- Amortización del Inmovilizado	0	0	0	5.087	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631
+ Resultado Financiero	-5.944	-8.226	-13.458	-16.380	-16.849	-16.800	-16.772	-16.615	-16.332	-15.980	-15.412	-14.888	-14.451	-13.794	-13.033	-12.177	-11.100
+ Ingresos Financieros	0	0	0	0	0	15	101	209	235	239	229	230	247	248	244	239	236
- Gastos Financieros	5.944	8.226	13.458	16.380	16.849	16.816	16.873	16.824	16.566	16.219	15.641	15.117	14.699	14.042	13.278	12.416	11.337
= Resultado Antes de Impuestos	0	0	0	-5.450	-9.900	-7.578	-7.113	-6.819	-6.390	-5.787	-4.638	-3.502	-2.937	-2.041	-984	192	1.910
- Impuesto de Sociedades	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Resultado del Ejercicio	0	0	0	-5.450	-9.900	-7.578	-7.113	-6.819	-6.390	-5.787	-4.638	-3.502	-2.937	-2.041	-984	192	1.910
- Reserva Legal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	191
- Distribución de Dividendos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Balance de Situación	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
+ Activo No Corriente	48.986	171.272	234.228	247.533	235.581	226.671	218.512	206.733	194.114	181.453	168.825	156.244	143.615	130.974	118.328	105.640	93.014
+ Inmovilizado Intangible	5.944	14.170	27.629	36.659	34.788	32.917	31.047	29.176	27.306	25.435	23.564	21.694	19.823	17.953	16.082	14.211	12.341
+ Inmovilizado Material	43.042	157.102	206.600	210.874	200.114	189.354	178.593	167.833	157.072	146.312	135.552	124.791	114.031	103.270	92.510	81.750	70.989
+ Inversiones Financieras	0	0	0	0	680	4.400	8.872	9.724	9.736	9.706	9.709	9.759	9.761	9.751	9.736	9.679	9.685
+ Activo Corriente	6.887	18.250	7.920	4.643	3.927	4.319	4.415	4.467	4.508	4.596	4.714	4.837	4.878	4.963	5.043	5.128	5.245
+ Deudores Comerciales y Cuentas a Cobrar	6.887	18.250	7.920	4.643	3.927	4.319	4.415	4.467	4.508	4.596	4.714	4.837	4.878	4.963	5.043	5.128	5.245
+ Efectivo y Otros Activos Líquidos Equivalentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Total Balance	55.872	189.522	242.148	252.176	239.508	230.989	222.927	211.199	198.622	186.049	173.539	161.081	148.493	135.937	123.371	110.768	98.260
- Patrimonio Neto	4.317	15.265	20.449	16.063	5.713	-2.314	-9.877	-17.146	-23.986	-30.223	-35.311	-39.263	-42.650	-45.141	-46.575	-46.833	-45.374
+ Patrimonio Neto Sociedad Dominante	4.317	15.265	20.449	16.063	5.713	-2.314	-9.877	-17.146	-23.986	-30.223	-35.311	-39.263	-42.650	-45.141	-46.575	-46.833	-45.374
- Pasivo No Corriente	51.556	174.256	221.699	234.593	232.631	232.058	231.526	227.041	221.281	214.906	207.450	198.908	189.681	179.581	168.416	156.037	142.035
+ Deudas a Largo Plazo	41.095	137.279	168.898	173.741	166.780	160.802	154.410	147.584	140.289	132.484	124.110	115.147	105.564	95.297	84.298	72.519	59.931
+ Deudas con Empresas Grupo y Asociadas	10.461	36.978	52.802	60.852	65.851	71.257	77.116	79.457	80.992	82.422	83.340	83.761	84.117	84.284	84.118	83.519	82.104
+ Acreedores Comerciales No Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Pasivo Corriente	0	0	0	1.521	1.163	1.246	1.278	1.304	1.327	1.367	1.401	1.436	1.461	1.497	1.530	1.564	1.599
+ Acreedores Comerciales y Cuentas a Pagar	0	0	0	1.521	1.163	1.246	1.278	1.304	1.327	1.367	1.401	1.436	1.461	1.497	1.530	1.564	1.599

Proyecto:	Gemasolar
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	16-03-10 Deuda Senior

Cuenta de Pérdidas y Ganancias	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
+ Resultado de Explotación	13.683	13.829	14.033	14.332	14.650	15.352	20.997	28.417	28.708	29.046	29.413
+ Importe Neto Cifra de Negocios	37.737	38.178	38.755	39.365	40.001	41.031	42.104	42.591	43.234	43.932	44.668
+ Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Imputación de Subvenciones	450	450	450	450	450	450	269	0	0	0	0
- Aprovisionamientos	3.648	3.739	3.832	3.928	4.026	4.127	4.230	4.336	4.444	4.556	4.669
- Gastos de Personal	1.537	1.575	1.614	1.655	1.696	1.739	1.782	1.827	1.872	1.919	1.967
- Otros Gastos de Explotación	6.689	6.853	7.095	7.269	7.448	7.631	7.819	8.012	8.209	8.412	8.619
- Amortización del Inmovilizado	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	7.544	0	0	0	0
+ Resultado Financiero	-10.091	-8.961	-7.726	-5.881	-3.750	-1.892	-462	0	12	12	11
+ Ingresos Financieros	237	237	237	231	0	0	0	0	12	12	11
- Gastos Financieros	10.328	9.198	7.962	6.113	3.750	1.892	462	0	0	0	0
= Resultado Antes de Impuestos	3.592	4.868	6.307	8.450	10.900	13.461	20.535	28.417	28.720	29.057	29.424
- Impuesto de Sociedades	0	0	0	0	0	0	2.123	8.525	8.616	8.717	8.827
= Resultado del Ejercicio	3.592	4.868	6.307	8.450	10.900	13.461	18.412	19.892	20.104	20.340	20.597
- Reserva Legal	359	487	631	845	7	0	0	0	0	0	0
- Distribución de Dividendos	0	0	0	0	0	0	13.872	19.892	20.058	20.301	20.555

Balance de Situación	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
+ Activo No Corriente	80.385	67.751	55.160	32.806	20.175	7.544	0	0	0	0	0
+ Inmovilizado Intangible	10.470	8.600	6.729	4.858	2.988	1.117	0	0	0	0	0
+ Inmovilizado Material	60.229	49.468	38.708	27.948	17.187	6.427	0	0	0	0	0
+ Inversiones Financieras	9.686	9.683	9.723	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Activo Corriente	5.397	5.460	5.543	5.614	5.721	5.868	7.791	14.227	14.411	14.595	14.792
+ Deudores Comerciales y Cuentas a Cobrar	5.397	5.460	5.543	5.614	5.721	5.868	7.791	13.179	13.363	13.547	13.744
+ Efectivo y Otros Activos Líquidos Equivalentes	0	0	0	0	0	0	0	1.048	1.048	1.048	1.048
= Total Balance	85.782	73.211	60.702	38.420	25.896	13.412	7.791	14.227	14.411	14.595	14.792
- Patrimonio Neto	-42.232	-37.814	-31.957	-23.957	-13.507	-496	3.775	3.775	3.821	3.860	3.902
+ Patrimonio Neto Sociedad Dominante	-42.232	-37.814	-31.957	-23.957	-13.507	-496	3.775	3.775	3.821	3.860	3.902
- Pasivo No Corriente	126.370	109.348	90.936	60.620	37.601	12.062	0	0	0	0	0
+ Deudas a Largo Plazo	46.457	32.038	16.611	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Deudas con Empresas Grupo y Asociadas	79.913	77.310	74.325	60.620	37.601	12.062	0	0	0	0	0
+ Acreedores Comerciales No Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Pasivo Corriente	1.643	1.678	1.724	1.757	1.801	1.846	4.015	10.452	10.590	10.735	10.891
+ Acreedores Comerciales y Cuentas a Pagar	1.643	1.678	1.724	1.757	1.801	1.846	4.015	10.452	10.590	10.735	10.891

[illegible]

Proyecto:	Gemasolar
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	16-03-10 Deuda Senior

Estado de Flujos de Efectivo		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
+	Por Actividades de Explotación	15.666	17.020	18.452	20.593	23.019	25.540	25.934	20.940	20.058	20.301	20.555
+	Resultado Antes de Impuestos	3.592	4.868	6.307	8.450	10.900	13.461	20.535	28.417	28.720	29.057	29.424
+	Ajustes al Resultado	12.181	12.181	12.181	12.181	12.181	12.181	7.275	0	0	0	0
-	Cambios en el Capital Corriente	107	29	37	39	62	102	-247	-1.048	46	39	42
+	Otros Flujos de Actividades de Explotación	0	0	0	0	0	0	-2.123	-8.525	-8.616	-8.717	-8.827
+	Por Actividades de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Por Actividades de Financiación	-15.666	-17.020	-18.452	-20.593	-23.019	-25.540	-25.934	-19.892	-20.058	-20.301	-20.555
+	Cobros y Pagos por Instrumento de Patrimonio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Cobros y Pagos por Instrumentos de Pasivo Financiero	-15.666	-17.020	-18.452	-20.593	-23.019	-25.540	-12.062	0	0	0	0
-	Dividendos y Remuneración Instrumentos Patrimonio	0	0	0	0	0	0	13.872	19.892	20.058	20.301	20.555
=	Aumento / Disminución de Efectivo o Equivalentes	0	0	0	0	0	0	0	1.048	0	0	0
Fondos Propios / Total Fondos		67%	74%	84%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda		1,49	1,51	1,52	1,53							
Loan Life Cover Ratio		2,06	2,32	3,09								

[illegible][illegible]

Proyecto: Gemasolar	TIR Proyecto	6,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	17.200	RCSD mínimo	1,12	LLCR mínimo	1,46	% Equity mínimo	30%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	8,4%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	2.866	RCSD medio	1,36	LLCR medio	1,79	% Equity medio	63%
Fecha: 16-03-10 Deuda Senior	TIR Dividendos	8,4%	7,9%	m€ VAN de Dividendos	2.832	RCSD máximo	1,53	LLCR máximo	3,09	% Equity máximo	100%

[illegible]

Proyecto:	Gemasolar
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	16-03-10 Deuda Senior

[illegible][illegible]

Proyecto: Gemasolar	TIR Proyecto	6,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	17.200	RCSD mínimo	1,12	LLCR mínimo	1,46	% Equity mínimo	30%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	8,4%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propio	2.866	RCSD medio	1,36	LLCR medio	1,79	% Equity medio	63%
Fecha: 16-03-10 Deuda Senior	TIR Dividendos	8,4%	7,9%	m€ VAN de Dividendos	2.832	RCSD máximo	1,53	LLCR máximo	3,09	% Equity máximo	100%

Coste Leverizado de la Energía	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Criterio del Marco Legal Estable																	
+ m€ Costes de Operación	0	0	0	3.145	8.402	8.795	9.033	9.256	9.484	9.766	10.007	10.254	10.508	10.768	11.034	11.307	11.587
+ m€ Anualidad por Inversión	0	0	0	10.217	25.283	25.269	25.295	25.359	25.418	25.462	25.357	25.369	25.539	25.545	25.512	25.459	25.266
= m€ a Recuperar	0	0	0	13.361	33.685	34.063	34.328	34.614	34.902	35.228	35.364	35.623	36.047	36.313	36.546	36.766	36.853
÷ GWh de electricidad	0,00	0,00	0,00	28,96	78,24	90,13	93,93	93,74	93,01	92,73	93,20	93,76	92,97	92,49	92,16	91,88	92,34
= € / MWh	403,13	0	0	461	431	378	365	369	375	380	379	380	388	393	397	400	399

Criterio informe del BCG

A- % Fondos Ajenos	0%	0%	0%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
B- % Fondos Propios	0%	0%	0%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
C- Tasa de Interés Fondos Ajenos	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%
D- Coste Fondos Propios	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%
E- WACC	0,00%	0,00%	0,00%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%
F- Años Pago de la Deuda	0	0	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
G- Años Vida de la Instalación	0,00	0,00	0,00	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40
H- CAPEX (incluidos Intercalarios)	0	0	0	252.620	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I- Anualidad Retribución Capitales	0	0	0	10.777	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759
+ Saldo Inicial	0	0	0	252.620	251.420	248.329	244.946	241.245	237.195	232.764	227.916	222.612	216.808	210.459	203.511	195.909	187.592
- Devolución	0	0	0	1.200	3.092	3.383	3.701	4.050	4.431	4.848	5.304	5.804	6.350	6.948	7.602	8.317	9.100
= Saldo Final	0	0	0	251.420	248.329	244.946	241.245	237.195	232.764	227.916	222.612	216.808	210.459	203.511	195.909	187.592	178.492
Intereses	0	0	0	9.577	23.667	23.376	23.058	22.709	22.328	21.911	21.455	20.955	20.409	19.811	19.157	18.442	17.659
J- Costes de O&M a recuperar	0	0	0	3.145	8.402	8.795	9.033	9.256	9.484	9.766	10.007	10.254	10.508	10.768	11.034	11.307	11.587
= m€ a Recuperar	0	0	0	13.921	35.161	35.553	35.792	36.014	36.243	36.525	36.766	37.013	37.267	37.526	37.793	38.066	38.346
K- Venta de Electricidad	0,00	0,00	0,00	28,96	78,24	90,13	93,93	93,74	93,01	92,73	93,20	93,76	92,97	92,49	92,16	91,88	92,34
Coefficiente para VAN	1	1,00	1,00	0,91	0,84	0,76	0,70	0,64	0,58	0,53	0,49	0,45	0,41	0,37	0,34	0,31	0,28
= € / MWh	411,32																

Criterio informe del BCG con corrección % Fondos

A- Coste por CAPEX financiado con Fondos Ajenos	0	0	0	7.239	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975
1 Años Pago de la deuda	0	0	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
2 Tasa de Interés Fondos Ajenos	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
3 Anualidad Pago Fondos Ajenos				7.239	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975	17.975
4 Intereses				4.973	12.190	11.785	11.352	10.888	10.392	9.862	9.294	8.686	8.036	7.340	6.595	5.799	4.946
5 Devolución				2.266	5.785	6.190	6.623	7.087	7.583	8.113	8.681	9.289	9.939	10.635	11.380	12.176	13.029
6 Saldo Inicial				176.411	174.146	168.361	162.171	155.548	148.461	140.879	132.765	124.084	114.795	104.855	94.220	82.840	70.664
7 Saldo final				174.146	168.361	162.171	155.548	148.461	140.879	132.765	124.084	114.795	104.855	94.220	82.840	70.664	57.636
B- Coste por CAPEX financiado con Fondos Propios	0	0	0	4.761	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822
1 Años Repago Fondos Propios	0,00	0,00	0,00	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40
2 Coste Fondos Propios	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
3 Anualidad Pago Fondos Propios				4.761	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822
4 Retribución				4.604	11.408	11.346	11.274	11.192	11.098	10.989	10.864	10.721	10.555	10.365	10.147	9.896	9.607
5 Devolución				157	414	476	547	630	724	833	958	1.101	1.266	1.456	1.675	1.926	2.215
6 Saldo Inicial				76.209	76.051	75.637	75.161	74.614	73.984	73.260	72.428	71.470	70.369	69.103	67.646	65.972	64.046
7 Saldo final				76.051	75.637	75.161	74.614	73.984	73.260	72.428	71.470	70.369	69.103	67.646	65.972	64.046	61.831
C- Costes de O&M a recuperar	0	0	0	3.145	8.402	8.795	9.033	9.256	9.484	9.766	10.007	10.254	10.508	10.768	11.034	11.307	11.587

Proyecto:	Gemasolar
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	16-03-10 Deuda Senior

Coste Leverizado de la Energía		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Criterio del Marco Legal Estable												
+ m€ Costes de Operación		11.873	12.167	12.542	12.852	13.171	13.497	13.832	14.175	14.526	14.886	15.256
+ m€ Anualidad por Inversión		25.284	25.289	25.280	25.014	24.757	24.722	24.798	24.383	24.336	24.264	24.238
= m€ a Recuperar		37.158	37.456	37.822	37.866	37.928	38.219	38.630	38.557	38.862	39.150	39.493
÷ GWh de electricidad		92,90	92,16	91,73	91,37	91,04	91,50	92,05	91,31	90,89	90,56	90,29
= € / MWh	403,13	400	406	412	414	417	418	420	422	428	432	437

Criterio informe del BCG												
A- % Fondos Ajenos		70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
B- % Fondos Propios		30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
C- Tasa de Interés Fondos Ajenos		7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%
D- Coste Fondos Propios		15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%
E- WACC		9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%	9,41%
F- Años Pago de la Deuda		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
G- Años Vida de la Instalación		24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40
H- CAPEX (incluidos Intercalarios)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I- Anualidad Retribución Capitales		26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759	26.759
+ Saldo Inicial		178.492	168.535	157.641	145.722	132.680	118.411	102.798	85.716	67.026	46.577	24.202
- Devolución		9.957	10.894	11.920	13.042	14.269	15.612	17.082	18.690	20.449	22.374	24.202
= Saldo Final		168.535	157.641	145.722	132.680	118.411	102.798	85.716	67.026	46.577	24.202	0
Intereses		16.802	15.865	14.839	13.717	12.490	11.146	9.677	8.069	6.309	4.384	2.278
J- Costes de O&M a recuperar		11.873	12.167	12.542	12.852	13.171	13.497	13.832	14.175	14.526	14.886	15.256
= m€ a Recuperar		38.632	38.926	39.300	39.611	39.930	40.256	40.591	40.933	41.285	41.645	42.015
K- Venta de Electricidad		92,90	92,16	91,73	91,37	91,04	91,50	92,05	91,31	90,89	90,56	90,29
Coefficiente para VAN		0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,17	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11
= € / MWh	411,32											

Criterio informe del BCG con corrección % Fondos												
A- Coste por CAPEX financiado con Fondos Ajenos		17.975	17.975	17.975	17.975	0	0	0	0	0	0	0
1 Años Pago de la deuda		20	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0
2 Tasa de Interés Fondos Ajenos		7%	7%	7%	7%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3 Anualidad Pago Fondos Ajenos		17.975	17.975	17.975	17.975	0	0	0	0	0	0	0
4 Intereses		4.035	3.059	2.015	897	0	0	0	0	0	0	0
5 Devolución		13.940	14.916	15.960	12.818	0	0	0	0	0	0	0
6 Saldo Inicial		57.636	43.695	28.779	12.818	0	0	0	0	0	0	0
7 Saldo final		43.695	28.779	12.818	0	0	0	0	0	0	0	0
B- Coste por CAPEX financiado con Fondos Propios		11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822
1 Años Repago Fondos Propios		24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40	24,40
2 Coste Fondos Propios		15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
3 Anualidad Pago Fondos Propios		11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822	11.822
4 Retribución		9.275	8.893	8.453	7.948	7.367	6.699	5.930	5.047	4.030	2.862	1.518
5 Devolución		2.547	2.929	3.368	3.874	4.455	5.123	5.891	6.775	7.791	8.960	10.117
6 Saldo Inicial		61.831	59.284	56.355	52.986	49.113	44.658	39.535	33.644	26.869	19.077	10.117
7 Saldo final		59.284	56.355	52.986	49.113	44.658	39.535	33.644	26.869	19.077	10.117	0
C- Costes de O&M a recuperar		11.873	12.167	12.542	12.852	13.171	13.497	13.832	14.175	14.526	14.886	15.256

Proyecto: Gemasolar				TIR Proyecto		6,6%		Coste		m€ VAN de Proyecto		17.200		RCSD mínimo		1,12		LLCR mínimo		1,46		% Equity mínimo		30%	
Valores Técnicos: Garantizados				TIR Capitales Propios		8,4%		Préstamos		m€ VAN Capitales Propios		2.866		RCSD medio		1,36		LLCR medio		1,79		% Equity medio		63%	
Fecha: 16-03-10 Deuda Senior				TIR Dividendos		8,4%		7,9%		m€ VAN de Dividendos		2.832		RCSD máximo		1,53		LLCR máximo		3,09		% Equity máximo		100%	
	D-	m€ a Recuperar		0	0	0	15.145	38.199	38.591	38.829	39.052	39.281	39.562	39.804	40.051	40.304	40.564	40.831	41.104	41.383					
	E-	Venta de Electricidad		0,00	0,00	0,00	28,96	78,24	90,13	93,93	93,74	93,01	92,73	93,20	93,76	92,97	92,49	92,16	91,88	92,34					
	F-	WACC para VAN		0,00%	0,00%	0,00%	9,41%	9,60%	9,80%	10,01%	10,24%	10,48%	10,74%	11,02%	11,32%	11,64%	11,98%	12,34%	12,73%	13,15%					
		% Fondos Ajenos		0%	0%	0%	70%	68%	65%	62%	60%	56%	53%	50%	46%	42%	38%	33%	28%	23%					
		% Fondos Propios		100%	100%	100%	30%	32%	35%	38%	40%	44%	47%	50%	54%	58%	62%	67%	72%	77%					
		Coeficiente para VAN		1	1,00	1,00	0,91	0,83	0,76	0,69	0,63	0,57	0,51	0,46	0,41	0,37	0,33	0,29	0,26	0,23					
		= € / MWh		428,80																					

Proyecto: Gemasolar	TIR Proyecto	6,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	17.200	RCSD mínimo	1,12	LLCR mínimo	1,46	% Equity mínimo	30%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	8,4%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	2.866	RCSD medio	1,36	LLCR medio	1,79	% Equity medio	63%
Fecha: 16-03-10 Deuda Senior	TIR Dividendos	8,4%		m€ VAN de Dividendos	2.832	RCSD máximo	1,53	LLCR máximo	3,09	% Equity máximo	100%

Proyecto: Gemasolar	TIR Proyecto	6,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	17.200	RCSD mínimo	1,12	LLCR mínimo	1,46	% Equity mínimo	30%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	8,4%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	2.866	RCSD medio	1,36	LLCR medio	1,79	% Equity medio	63%
Fecha: 16-03-10 Deuda Senior	TIR Dividendos	8,4%	7,9%	m€ VAN de Dividendos	2.832	RCSD máximo	1,53	LLCR máximo	3,09	% Equity máximo	100%

02.- Perfil del Equity

Criterio 01: Criterio de Devengo		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
+	B° Antes de Impuestos	0	0	0	-5.450	-9.900	-7.578	-7.113	-6.819	-6.390	-5.787	-4.638	-3.502	-2.937	-2.041	-984	192	1.910
	+ Ingresos Operación	0	0	0	9.197	27.532	30.198	30.873	31.232	31.607	32.139	32.963	33.821	34.203	34.702	35.264	35.857	36.778
	+ Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	5.944	8.226	13.458	9.783	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Imputación de Subvenciones	0	0	0	181	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
	+ Ingresos Financieros	0	0	0	0	0	15	101	209	235	239	229	230	247	248	244	239	236
	- Gastos Durante la Construcción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- Gastos Durante la Explotación	0	0	0	3.145	8.402	8.795	9.033	9.256	9.484	9.766	10.007	10.254	10.508	10.768	11.034	11.307	11.587
	- Gastos Financieros	5.944	8.226	13.458	16.380	16.849	16.816	16.873	16.824	16.566	16.219	15.641	15.117	14.699	14.042	13.278	12.416	11.337
	- Amortizaciones	0	0	0	5.087	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631
-	Impuesto de Sociedades	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
=	B° Antes de Intereses y despues de Impuestos	0	0	0	-5.450	-9.900	-7.578	-7.113	-6.819	-6.390	-5.787	-4.638	-3.502	-2.937	-2.041	-984	192	1.910
	+ Amortizaciones	0	0	0	5.087	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631	12.631
	+ Aumento Pasivo Circulante	0	0	0	1.521	-357	82	32	26	23	39	34	35	25	36	33	34	35
	- Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	5.944	8.226	13.458	9.783	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- Imputación de Subvenciones	0	0	0	181	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
	- Aumento Activo Circulante	6.887	11.363	-10.330	-3.276	-717	392	97	51	41	88	118	123	41	85	80	85	117
=	Fondos Generados	-12.831	-19.589	-3.128	-5.530	2.641	4.293	5.004	5.337	5.773	6.344	7.460	8.592	9.228	10.091	11.149	12.323	14.008
-	Inversiones	43.042	114.060	49.498	8.608	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
=	Cash Flow Generado	-55.872	-133.650	-52.626	-14.139	2.641	4.293	5.004	5.337	5.773	6.344	7.460	8.592	9.228	10.091	11.149	12.323	14.008
+	Subvenciones	1.800	4.770	2.070	360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Deuda Senior (+Petición / -Devolución / - Dotación)	34.208	84.821	41.949	11.386	-6.263	-9.699	-10.864	-7.678	-7.309	-7.774	-8.377	-9.013	-9.584	-10.257	-10.984	-11.723	-12.593
+	Deuda IVA (+Petición / -Devolución)	6.887	11.363	-10.330	-6.542	-1.377	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Ajuste Intereses Deuda Socios	395	1.802	3.370	4.508	5.000	5.405	5.859	6.207	6.384	6.519	6.571	6.629	6.729	6.752	6.739	6.687	6.529
+	Valor Residual Sociedad		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
=	Cash Flow para Equity	-12.583	-30.894	-15.567	-4.427	0	0	0	3.866	4.848	5.090	5.653	6.207	6.373	6.586	6.904	7.287	7.943
Check 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERR	8,43%	Check ERR	0,00															

[illegible]

[illegible]

Proyecto:	Gemasolar
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	16-03-10 Deuda Senior

[illegible]

ANEXO II.

**PLAN DE NEGOCIO DE LA CENTRAL TERMOSOLAR DE CILINDRO
PARABÓLICO CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO DE 50 MW
LOCALIZACIÓN: ESPAÑA**

Proyecto:	Arcosol
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	24-07-09 Según Versión Firma Deuda Senior

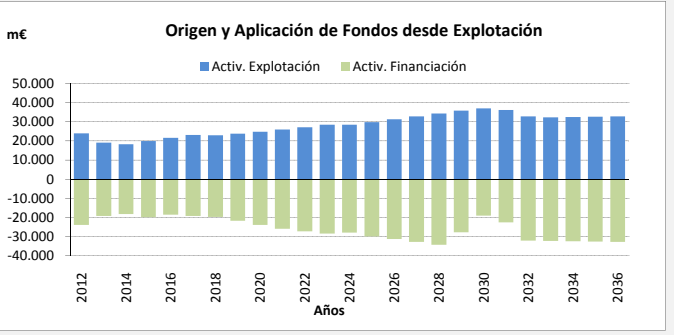
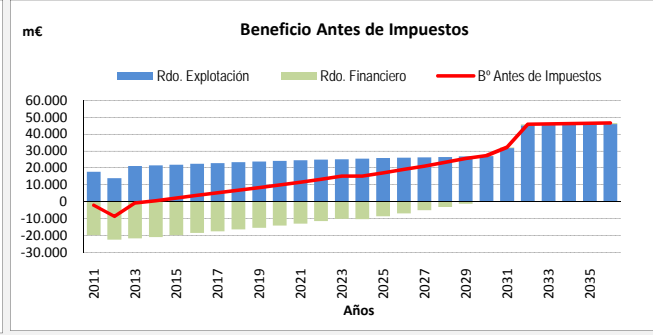
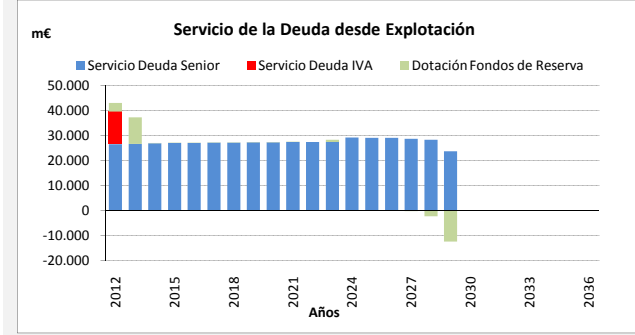
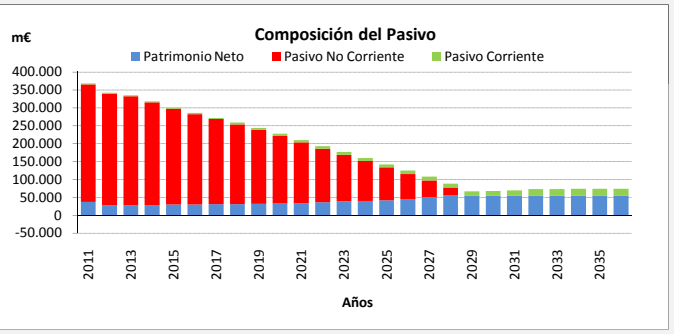
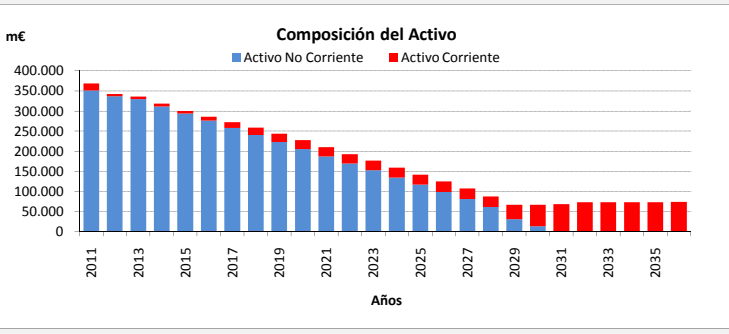
01-10-09	Inicio Construcción
24	Meses de Construcción
25	Años de Explotación
20	Años Vida Deuda Senior
6	Meses Período de Gracia 1ª Devolución
2	Número de Cuotas a Pagar en el Año
70,00%	% Años Vida Deuda Senior bajo Swap
70,00%	% Tipo Deuda Senior bajo Swap
77,75%	Deuda Senior como % de las Necesidades de Fondos
3,50%	Fee Estructuración
1,00%	Fee de Compromiso
25	m€ Comisión de Agencia Anual
100	m€ Coste de Asesores Anual
3,00%	Margen Interés en Construcción
3,25%	Margen Interés en Explotación
3,50%	Tipo de Interés Swap
1,20	RCSd mínimo para reparto de Dividendos
50,00%	Reserva Servicio de la Deuda

TIR Proyecto	8,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	118.826	RCSd mínimo	1,33	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	22%
TIR Capitales Propios	12,5%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	61.297	RCSd medio	1,44	LLCR medio	1,81	% Equity medio	48%
TIR Dividendos	11,6%	8,0%	m€ VAN de Dividendos	51.876	RCSd máximo	1,58	LLCR máximo	3,29	% Equity máximo	100%

Inversiones	m€	Amortización	IVA	Días Pago	Gastos Construcción	m€	IVA	Días Pago	Gastos Fijos	m€	IVA	Días Pago
Terrenos	0		16,00%	0	Personal	1.043			Personal	1.043		
EPC	288.000	20	16,00%	0	Seguros	756	0,00%	0	Seguros	756	0,00%	0
Gastos de la Propiedad	5.527	20	16,00%	0	Alquiler de Terrenos	1.463	16,00%	60	Alquiler de Terrenos	1.463	16,00%	60
Bonus Alquileres	2.230	20	0,00%	0	Repuestos	1.958	16,00%	60	Repuestos	1.958	16,00%	60
Inversión 05		20	16,00%	0	Mantenimiento	427	16,00%	60	Mantenimiento	427	16,00%	60
Inversión 06		20	16,00%	0	Limpieza	725	16,00%	60	Limpieza	725	16,00%	60
Inversión 07		20	16,00%	0	Vigilancia y Seguridad	73	16,00%	60	Vigilancia y Seguridad	73	16,00%	60
Inversión 08		20	16,00%	0	Gastos de Gestión	112	16,00%	60	Gastos de Gestión	112	16,00%	60
Inversión 09		20	16,00%	0	Otros Gastos	12	16,00%	60	Otros Gastos	12	16,00%	60
Inversión 10		20	16,00%	0	GDC 10		16,00%	60	GDC 10		16,00%	60

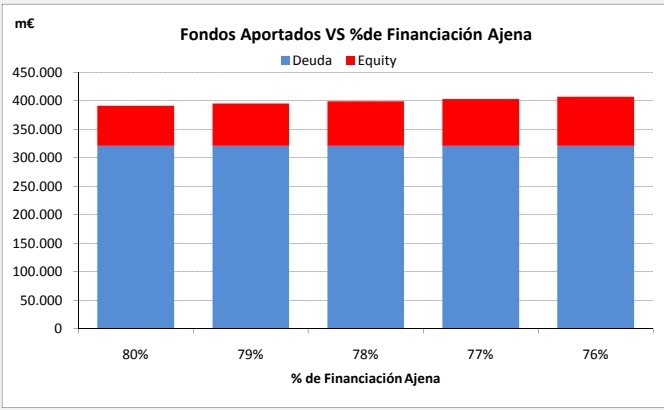
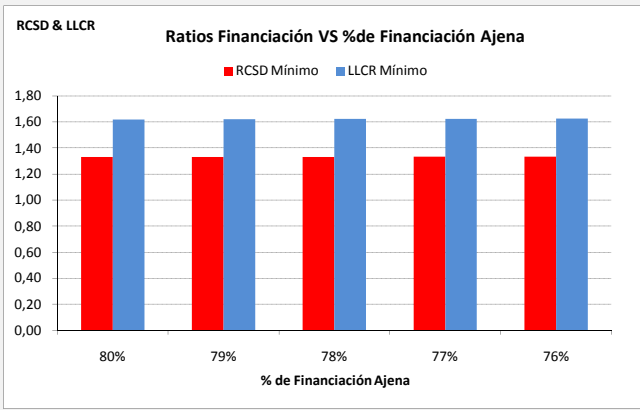
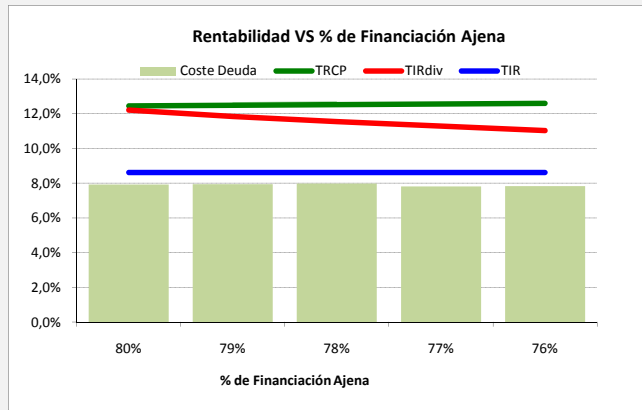
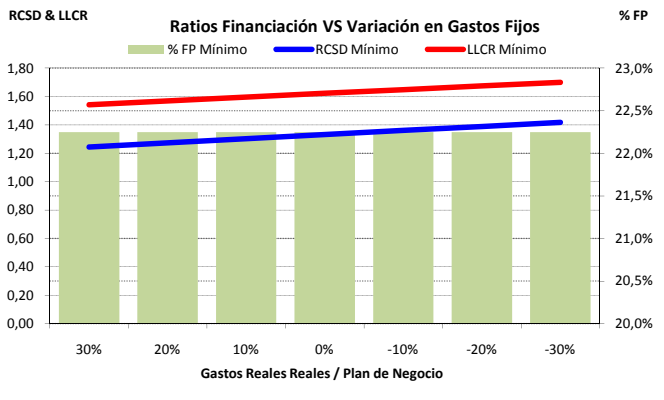
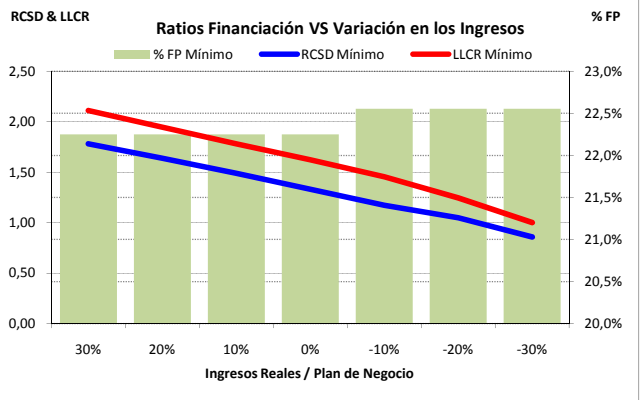
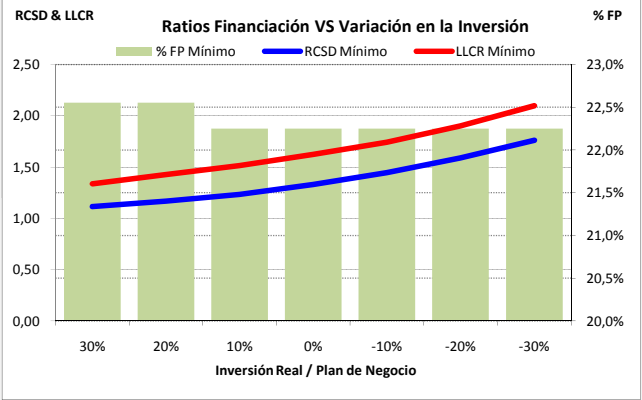
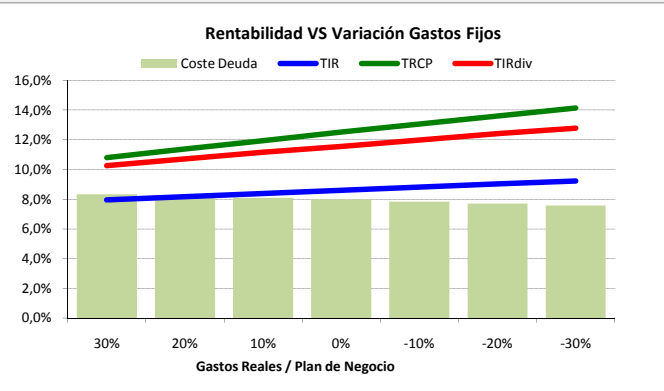
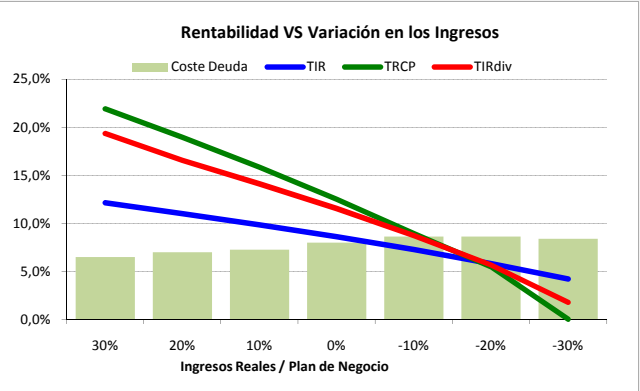
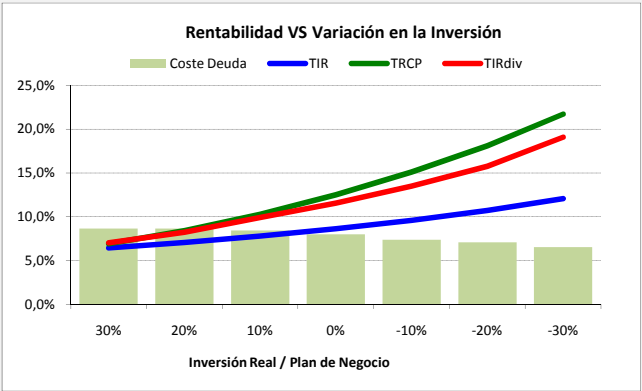
Ingresos Operación	Unidades		Precios		IVA	Días Cobro	Gastos Variables	Unidades		Precios		IVA	Días Pago
Venta Electricidad	167,725	GWh	280,11€	€/MWh	16,00%	30	Gas Natural	139,666	GWh	22,520	€/MWh	16,00%	60
Ingresos 02							Compra de Electricidad	7,212	GWh	97,050		16,00%	60
Ingresos 03							Agua	79,000	m€	1,000		16,00%	60
Ingresos 04							Aceite, Químicos	837,000	m€	1,000		16,00%	60
Ingresos 05							Otros Gastos	43,000	m€	1,000		16,00%	60

295.757	Inversiones
13.726	Gastos durante Construcción
45.715	Gastos Intercalarios
-4.472	Working Capital
350.726	Necesidades de Fondos
48.572	IVA durante la Construcción
399.298	Total Fondos Necesarios
78.037	Equity (22,3% s/Necesidades de Fondos)
272.690	Deuda Senior (77,8% s/Necesidades de Fondos)
350.726	Orígenes de Fondos
48.572	Línea IVA
399.298	Total Orígenes de Fondos



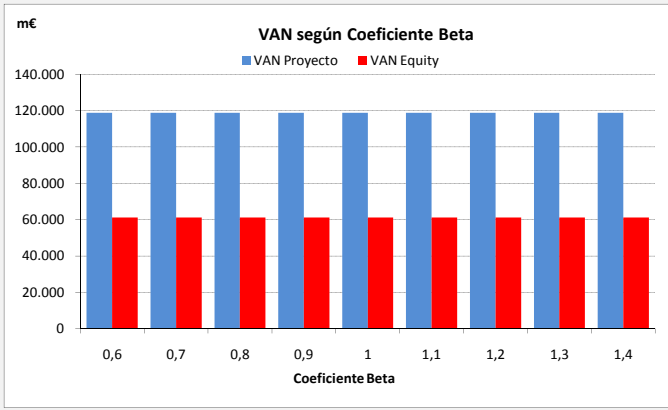
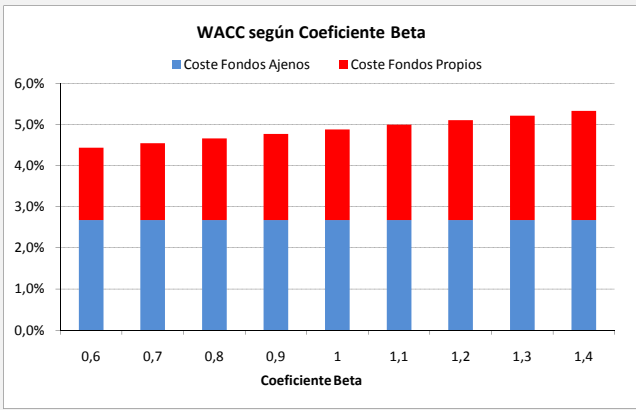
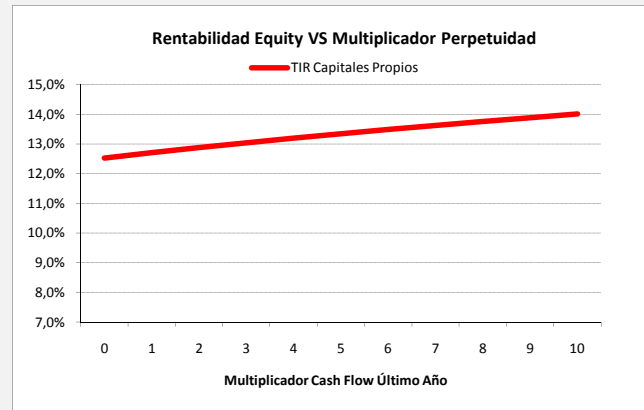
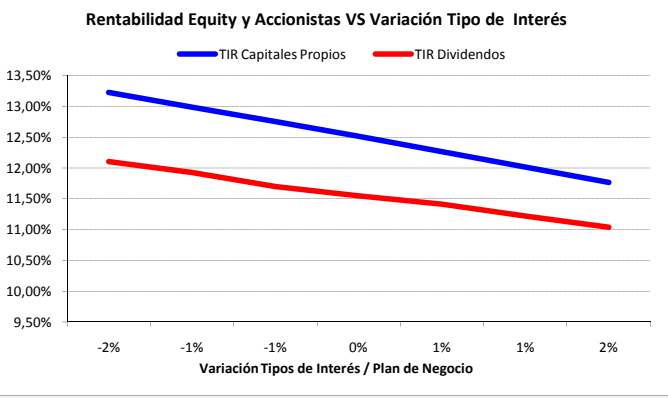
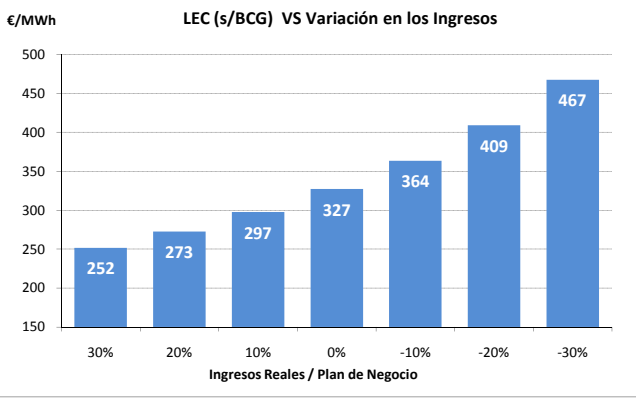
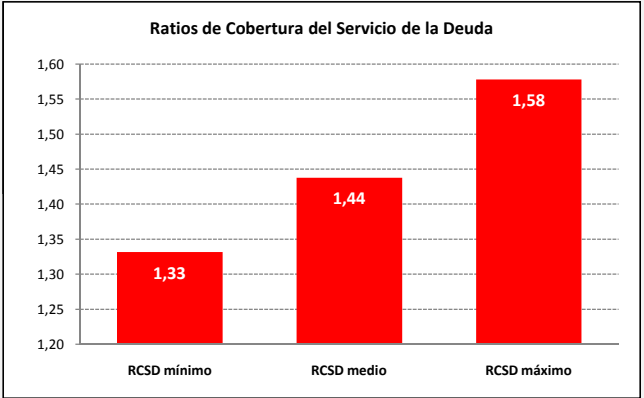
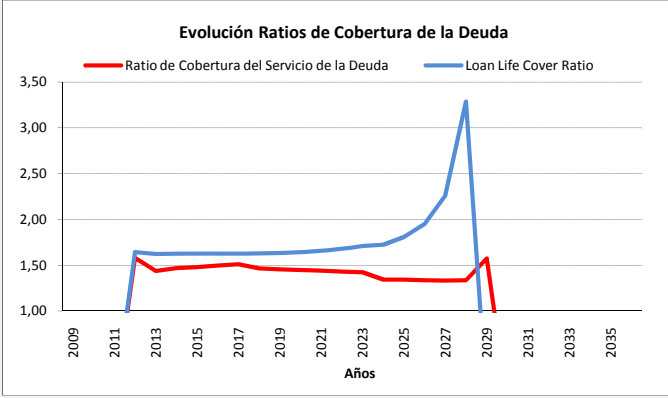
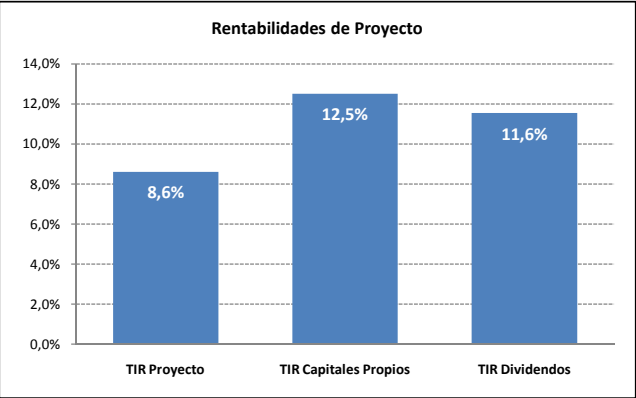
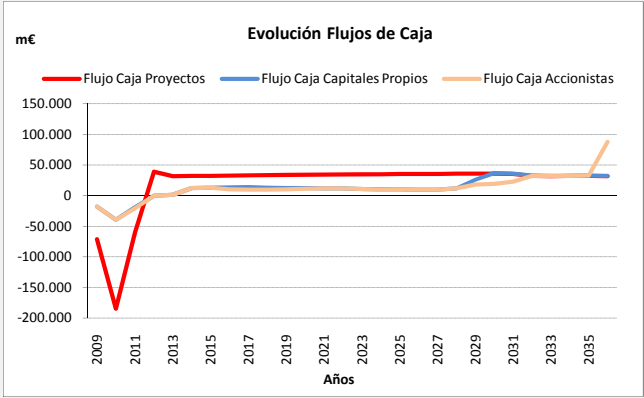
Proyecto:	Arcosol
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	24-07-09 Según Versión Firma Deuda Senior

TIR Proyecto	8,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	118.826	RCSD mínimo	1,33	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	22%
TIR Capitales Propios	12,5%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	61.297	RCSD medio	1,44	LLCR medio	1,81	% Equity medio	48%
TIR Dividendos	11,6%		m€ VAN de Dividendos	51.876	RCSD máximo	1,58	LLCR máximo	3,29	% Equity máximo	100%



Proyecto:	Arcosol
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	24-07-09 Según Versión Firma Deuda Senior

TIR Proyecto	8,6%	Coste Préstamos	m€ VAN de Proyecto	118.826	RCSD mínimo	1,33	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	22%
TIR Capitales Propios	12,5%		m€ VAN Capitales Propios	61.297	RCSD medio	1,44	LLCR medio	1,81	% Equity medio	48%
TIR Dividendos	11,6%	8,0%	m€ VAN de Dividendos	51.876	RCSD máximo	1,58	LLCR máximo	3,29	% Equity máximo	100%



Proyecto: Arcosol	TIR Proyecto	8,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	118.826	RCSD mínimo	1,33	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	22%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	12,5%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	61.297	RCSD medio	1,44	LLCR medio	1,81	% Equity medio	48%
Fecha: 24-07-09 Según Versión Firma Deuda Senior	TIR Dividendos	11,6%		m€ VAN de Dividendos	51.876	RCSD máximo	1,58	LLCR máximo	3,29	% Equity máximo	100%

Resumen Cuenta de Explotación, en Miles de Euros		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos		0	0	10.148	43.676	52.094	52.817	53.550	54.294	55.047	55.811	56.586	57.372	58.168	58.975	59.794	60.624	61.465
EBITDA (Bº Antes de Intereses, Impuestos y Amortizaciones)		0	0	2.019	31.600	38.827	39.204	39.673	40.194	40.631	41.163	41.588	41.930	42.266	42.596	42.919	43.233	43.539
EBIT (Bº Antes de Intereses e Impuestos)		19.140	11.680	17.689	13.840	21.067	21.444	21.913	22.435	22.872	23.403	23.828	24.170	24.507	24.836	25.159	25.473	25.779
Beneficio Neto		0	0	-2.225	-8.746	-762	426	2.116	3.808	5.277	4.832	5.865	6.921	8.079	9.271	10.526	10.615	11.954
Resumen Balance de Situación, en Miles de Euros		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Fondos Propios		8.957	28.796	36.793	28.047	27.285	27.712	29.828	30.208	30.736	31.219	31.806	32.498	33.579	35.990	38.891	39.952	41.935
Deuda Senior		62.601	201.246	272.690	264.546	255.939	246.793	237.046	226.633	215.489	203.556	190.778	177.086	162.397	146.635	129.717	111.312	91.409
Saldo en Caja y Bancos		0	0	1.503	1.503	1.503	1.503	1.503	4.466	8.375	11.540	13.480	14.398	14.398	14.398	14.398	14.898	14.898
Fondo de Maniobra		8.631	25.589	13.128	1.747	2.240	2.246	2.267	2.291	2.311	2.004	1.933	1.846	1.763	1.669	1.568	1.542	1.437
Resumen Generación de Caja, en Miles de Euros		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Caja para el Servicio de la Deuda		-71.287	-185.021	-59.032	42.994	38.413	39.498	39.969	40.500	40.980	39.866	39.617	39.562	39.414	39.256	39.044	39.251	39.060
Servicio de la Deuda		18.434	19.899	43.732	42.994	37.230	26.949	27.056	27.125	27.178	27.244	27.328	27.384	27.430	27.458	28.353	29.198	29.089
Caja Disponible para Accionistas		0	0	0	0	1.183	12.550	12.913	13.374	13.802	12.623	12.290	12.178	11.984	11.798	10.691	10.053	9.971
Servicio de la Deuda Subordinada		0	0	0	0	1.183	12.550	12.913	6.984	5.144	5.109	5.072	5.031	4.986	4.938	3.066	0	0
Dividendos		0	0	0	0	0	0	0	3.427	4.749	4.349	5.278	6.229	6.999	6.860	7.625	9.553	9.971
Ratios Representativos																		
Resumen Cuenta de Explotación		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EBITDA / Ingresos		--	--	20%	72%	75%	74%	74%	74%	74%	74%	73%	73%	73%	72%	72%	71%	71%
EBIT / Ingresos		--	--	174%	32%	40%	41%	41%	41%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
Beneficio Neto / Ingresos		--	--	-22%	-20%	-1%	1%	4%	7%	10%	9%	10%	12%	14%	16%	18%	18%	19%
Ratios Proyecto		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8,6%	TIR Proyecto	--	--	--	--	--	--	--	-14,3%	-9,4%	-5,7%	-2,9%	-0,8%	1,0%	2,3%	3,4%	4,4%	5,1%
12,5%	TIR Capitales Propios	--	--	--	--	--	--	--	-12,2%	-6,2%	-2,3%	0,4%	2,5%	4,2%	5,4%	6,3%	7,0%	7,6%
11,6%	TIR Dividendos	--	--	--	--	--	--	--	--	-9,1%	-5,5%	-2,5%	0,0%	2,0%	3,5%	4,6%	5,4%	6,1%
8,0%	Coste Préstamos	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	-15,7%	-9,8%	-5,5%	-2,7%	-0,6%	1,2%	2,6%	3,8%	4,8%	5,7%	6,4%
Deuda Senior ÷ (Deuda Senior + Fondos Propios)		87%	87%	88%	90%	90%	90%	89%	88%	88%	87%	86%	84%	83%	80%	77%	74%	69%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda					1,58	1,44	1,47	1,48	1,49	1,51	1,47	1,45	1,45	1,44	1,43	1,42	1,34	1,34
Loan Life Cover Ratio					1,64	1,62	1,62	1,62	1,63	1,63	1,63	1,63	1,64	1,66	1,68	1,71	1,72	1,81

Proyecto:	Arcosol
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	24-07-09 Según Versión Firma Deuda Senior

Resumen Cuenta de Explotación, en Miles de Euros		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Ingresos		62.318	63.183	64.060	64.949	65.851	66.765	67.692	68.631	69.584	70.549	71.529
EBITDA (Bº Antes de Intereses, Impuestos y Amortizaciones)		43.835	43.979	44.252	44.514	44.768	45.009	45.237	45.452	45.654	45.840	46.011
EBIT (Bº Antes de Intereses e Impuestos)		26.075	26.219	26.492	26.754	27.008	31.726	45.237	45.452	45.654	45.840	46.011
Beneficio Neto		13.347	14.755	16.321	17.838	19.076	22.510	32.069	32.225	32.366	32.497	32.617
Resumen Balance de Situación, en Miles de Euros		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Fondos Propios		45.422	50.423	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927
Deuda Senior		69.909	46.789	22.097	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo en Caja y Bancos		14.898	14.898	14.898	22.982	40.860	54.421	55.145	55.189	55.242	55.297	55.360
Fondo de Maniobra		1.319	1.173	1.031	902	784	506	-218	-262	-314	-370	-433
Resumen Generación de Caja, en Miles de Euros		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Caja para el Servicio de la Deuda		38.764	38.316	37.884	37.416	36.954	36.072	32.793	32.269	32.419	32.553	32.681
Servicio de la Deuda		28.904	28.562	26.067	11.494	0	0	0	0	0	0	0
Caja Disponible para Accionistas		9.860	9.754	11.817	25.922	36.954	36.072	32.793	32.269	32.419	32.553	32.681
Servicio de la Deuda Subordinada		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos		9.860	9.754	11.817	17.838	19.076	22.510	32.069	32.225	32.366	32.497	32.617
Ratios Representativos												
Resumen Cuenta de Explotación		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
EBITDA / Ingresos		70%	70%	69%	69%	68%	67%	67%	66%	66%	65%	64%
EBIT / Ingresos		42%	41%	41%	41%	41%	48%	67%	66%	66%	65%	64%
Beneficio Neto / Ingresos		21%	23%	25%	27%	29%	34%	47%	47%	47%	46%	46%
Ratios Proyecto		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
8,6%	TIR Proyecto	5,8%	6,3%	6,7%	7,1%	7,5%	7,7%	8,0%	8,2%	8,3%	8,5%	8,6%
12,5%	TIR Capitales Propios	8,1%	8,5%	8,9%	9,7%	10,5%	11,1%	11,5%	11,8%	12,1%	12,3%	12,5%
11,6%	TIR Dividendos	6,6%	7,1%	7,6%	8,2%	8,7%	9,2%	9,8%	10,3%	10,6%	10,9%	11,6%
8,0%	Coste Préstamos	6,9%	7,4%	7,8%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
Deuda Senior ÷ (Deuda Senior + Fondos Propios)		61%	48%	29%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda		1,33	1,33	1,34	1,57							
Loan Life Cover Ratio		1,95	2,26	3,29								

Proyecto: Arcosol	TIR Proyecto	8,6%	Coste Préstamos	m€ VAN de Proyecto	118.826	RCSD mínimo	1,33	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	22%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	12,5%		m€ VAN Capitales Propios	61.297	RCSD medio	1,44	LLCR medio	1,81	% Equity medio	48%
Fecha: 24-07-09 Según Versión Firma Deuda Senior	TIR Dividendos	11,6%	8,0%	m€ VAN de Dividendos	51.876	RCSD máximo	1,58	LLCR máximo	3,29	% Equity máximo	100%

Cuenta de Pérdidas y Ganancias		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
+	Resultado de Explotación	19.140	11.680	17.689	13.840	21.067	21.444	21.913	22.435	22.872	23.403	23.828	24.170	24.507	24.836	25.159	25.473	25.779
+	Importe Neto Cifra de Negocios	0	0	10.148	43.676	52.094	52.817	53.550	54.294	55.047	55.811	56.586	57.372	58.168	58.975	59.794	60.624	61.465
+	Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	20.796	18.498	20.147	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Imputación de Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Aprovisionamientos	0	0	1.107	4.844	5.817	5.938	5.970	5.951	5.929	5.902	5.983	6.148	6.321	6.501	6.689	6.885	7.090
-	Gastos de Personal	263	1.058	1.084	1.111	1.139	1.167	1.197	1.226	1.257	1.289	1.321	1.354	1.388	1.422	1.458	1.494	1.532
-	Otros Gastos de Explotación	1.393	5.761	5.938	6.121	6.311	6.507	6.711	6.921	7.230	7.458	7.694	7.939	8.193	8.456	8.729	9.011	9.304
-	Amortización del Inmovilizado	0	0	4.476	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760
+	Resultado Financiero	-19.140	-11.680	-19.914	-22.586	-21.829	-21.018	-19.797	-18.627	-17.594	-16.545	-15.450	-14.284	-12.965	-11.592	-10.121	-10.309	-8.702
+	Ingresos Financieros	0	0	0	13	79	300	317	329	369	422	472	511	527	539	536	541	539
-	Gastos Financieros	19.140	11.680	19.914	22.599	21.908	21.318	20.114	18.955	17.964	16.967	15.922	14.795	13.491	12.130	10.657	10.851	9.241
=	Resultado Antes de Impuestos	0	0	-2.225	-8.746	-762	426	2.116	3.808	5.277	6.858	8.378	9.887	11.542	13.245	15.037	15.164	17.077
-	Impuesto de Sociedades	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.026	2.513	2.966	3.463	3.973	4.511	4.549	5.123
=	Resultado del Ejercicio	0	0	-2.225	-8.746	-762	426	2.116	3.808	5.277	4.832	5.865	6.921	8.079	9.271	10.526	10.615	11.954
-	Reserva Legal	0	0	0	0	0	43	212	381	528	483	586	692	808	927	1.053	1.061	1.030
-	Distribución de Dividendos	0	0	0	0	0	0	0	3.427	4.749	4.349	5.278	6.229	6.999	6.860	7.625	9.553	9.971

Balance de Situación		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
+	Activo No Corriente	81.796	261.538	350.722	336.329	329.075	311.378	293.659	275.923	258.188	240.466	222.748	204.999	187.270	169.503	152.641	134.823	117.008
+	Inmovilizado Intangible	20.796	39.294	58.692	55.720	52.748	49.776	46.804	43.831	40.859	37.887	34.915	31.943	28.971	25.999	23.027	20.055	17.083
+	Inmovilizado Material	61.000	222.244	292.030	277.242	262.454	247.666	232.879	218.091	203.303	188.515	173.727	158.939	144.151	129.363	114.576	99.788	85.000
+	Inversiones Financieras	0	0	0	3.367	13.873	13.936	13.977	14.001	14.026	14.063	14.106	14.116	14.147	14.140	15.039	14.980	14.925
+	Activo Corriente	9.596	26.598	17.720	5.655	6.469	6.538	6.608	9.628	13.623	18.549	20.969	22.325	22.830	23.332	23.858	24.453	25.028
+	Deudores Comerciales y Cuentas a Cobrar	9.596	26.598	16.217	4.153	4.967	5.036	5.106	5.162	5.248	7.009	7.490	7.927	8.431	8.934	9.460	9.555	10.129
+	Efectivo y Otros Activos Líquidos Equivalentes	0	0	1.503	1.503	1.503	1.503	1.503	4.466	8.375	11.540	13.480	14.398	14.398	14.398	14.398	14.898	14.898
=	Total Balance	91.392	288.137	368.441	341.985	335.544	317.916	300.267	285.552	271.811	259.015	243.717	227.324	210.099	192.835	176.500	159.277	142.036
-	Patrimonio Neto	8.957	28.796	36.793	28.047	27.285	27.712	29.828	30.208	30.736	31.219	31.806	32.498	33.579	35.990	38.891	39.952	41.935
+	Patrimonio Neto Sociedad Dominante	8.957	28.796	36.793	28.047	27.285	27.712	29.828	30.208	30.736	31.219	31.806	32.498	33.579	35.990	38.891	39.952	41.935
-	Pasivo No Corriente	81.469	258.332	328.559	311.532	305.532	287.414	267.601	252.472	238.138	222.790	206.355	188.745	169.852	149.580	129.717	111.312	91.409
+	Deudas a Largo Plazo	72.196	227.844	285.068	264.546	255.939	246.793	237.046	226.633	215.489	203.556	190.778	177.086	162.397	146.635	129.717	111.312	91.409
+	Deudas con Empresas Grupo y Asociadas	9.273	30.488	43.490	46.986	49.594	40.622	30.555	25.838	22.649	19.234	15.577	11.659	7.455	2.945	0	0	0
+	Acreedores Comerciales No Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Pasivo Corriente	965	1.009	3.090	2.406	2.727	2.790	2.839	2.872	2.937	5.005	5.557	6.081	6.668	7.265	7.892	8.013	8.692
+	Acreedores Comerciales y Cuentas a Pagar	965	1.009	3.090	2.406	2.727	2.790	2.839	2.872	2.937	5.005	5.557	6.081	6.668	7.265	7.892	8.013	8.692

Proyecto:	Arcosol
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	24-07-09 Según Versión Firma Deuda Senior

Cuenta de Pérdidas y Ganancias	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
+ Resultado de Explotación	26.075	26.219	26.492	26.754	27.008	31.726	45.237	45.452	45.654	45.840	46.011
+ Importe Neto Cifra de Negocios	62.318	63.183	64.060	64.949	65.851	66.765	67.692	68.631	69.584	70.549	71.529
+ Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Imputación de Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Aprovisionamientos	7.305	7.533	7.766	8.009	8.258	8.518	8.789	9.070	9.361	9.662	9.976
- Gastos de Personal	1.570	1.609	1.649	1.691	1.733	1.776	1.821	1.866	1.913	1.961	2.010
- Otros Gastos de Explotación	9.608	10.062	10.393	10.736	11.092	11.461	11.845	12.243	12.656	13.086	13.532
- Amortización del Inmovilizado	17.760	17.760	17.760	17.760	17.760	13.283	0	0	0	0	0
+ Resultado Financiero	-7.007	-5.141	-3.176	-1.271	243	432	576	583	584	584	585
+ Ingresos Financieros	532	514	485	418	243	432	576	583	584	584	585
- Gastos Financieros	7.539	5.654	3.661	1.689	0	0	0	0	0	0	0
= Resultado Antes de Impuestos	19.068	21.079	23.316	25.483	27.251	32.158	45.813	46.036	46.238	46.425	46.596
- Impuesto de Sociedades	5.720	6.324	6.995	7.645	8.175	9.647	13.744	13.811	13.871	13.927	13.979
= Resultado del Ejercicio	13.347	14.755	16.321	17.838	19.076	22.510	32.069	32.225	32.366	32.497	32.617
- Reserva Legal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Distribución de Dividendos	9.860	9.754	11.817	17.838	19.076	22.510	32.069	32.225	32.366	32.497	32.617

Balance de Situación	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
+ Activo No Corriente	99.114	81.141	61.095	31.043	13.283	0	0	0	0	0	0
+ Inmovilizado Intangible	14.111	11.139	8.167	5.195	2.223	0	0	0	0	0	0
+ Inmovilizado Material	70.212	55.424	40.636	25.848	11.061	0	0	0	0	0	0
+ Inversiones Financieras	14.791	14.578	12.291	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Activo Corriente	25.607	26.192	26.818	35.545	53.951	68.826	73.034	73.242	73.435	73.629	73.810
+ Deudores Comerciales y Cuentas a Cobrar	10.709	11.294	11.920	12.563	13.091	14.405	17.889	18.052	18.194	18.333	18.450
+ Efectivo y Otros Activos Líquidos Equivalentes	14.898	14.898	14.898	22.982	40.860	54.421	55.145	55.189	55.242	55.297	55.360
= Total Balance	124.721	107.333	87.913	66.589	67.234	68.826	73.034	73.242	73.435	73.629	73.810
- Patrimonio Neto	45.422	50.423	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927
+ Patrimonio Neto Sociedad Dominante	45.422	50.423	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927	54.927
- Pasivo No Corriente	69.909	46.789	22.097	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Deudas a Largo Plazo	69.909	46.789	22.097	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Deudas con Empresas Grupo y Asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Acreedores Comerciales No Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Pasivo Corriente	9.389	10.121	10.889	11.661	12.307	13.899	18.107	18.314	18.508	18.702	18.883
+ Acreedores Comerciales y Cuentas a Pagar	9.389	10.121	10.889	11.661	12.307	13.899	18.107	18.314	18.508	18.702	18.883

Proyecto:	Arcosol	TIR Proyecto	8,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	118.826	RCSD mínimo	1,33	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	22%	
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	12,5%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	61.297	RCSD medio	1,44	LLCR medio	1,81	% Equity medio	48%	
Fecha:	24-07-09	Según Versión Firma Deuda Senior	TIR Dividendos	11,6%	8,0%	m€ VAN de Dividendos	51.876	RCSD máximo	1,58	LLCR máximo	3,29	% Equity máximo	100%

--	--

--

--

[illegible]

Proyecto:	Arcosol	TIR Proyecto	8,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	118.826	RCSD mínimo	1,33	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	22%	
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	12,5%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	61.297	RCSD medio	1,44	LLCR medio	1,81	% Equity medio	48%	
Fecha:	24-07-09	Según Versión Firma Deuda Senior	TIR Dividendos	11,6%	8,0%	m€ VAN de Dividendos	51.876	RCSD máximo	1,58	LLCR máximo	3,29	% Equity máximo	100%

Proyecto:	Arcosol
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	24-07-09 Según Versión Firma Deuda Senior

[illegible]

Criterio informe del BCG con corrección % Fondos																		
A-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Ajenos	0	0	6.893	27.347	27.347	27.347	27.347	27.347	27.347	27.347	27.347	27.347	27.347	27.347	27.347	27.347	27.347
B-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Propios	0	0	3.120	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380
C-	Costes de O&M a recuperar	0	0	2.877	12.076	13.267	13.613	13.877	14.099	14.416	14.648	14.998	15.441	15.901	16.379	16.875	17.391	17.926
D-	m€ a Recuperar	0	0	12.890	51.803	52.994	53.340	53.604	53.826	54.143	54.375	54.725	55.168	55.628	56.106	56.602	57.117	57.653
E-	Venta de Electricidad	0,00	0,00	33,82	142,36	166,47	165,47	164,47	163,49	162,51	161,53	160,56	159,60	158,64	157,69	156,74	155,80	154,87
F-	WACC para VAN	8,80%	8,80%	8,80%	8,99%	9,19%	9,40%	9,63%	9,88%	10,14%	10,42%	10,72%	11,04%	11,39%	11,75%	12,15%	12,57%	13,02%
= € / MWh		337,87																

Proyecto:	Arcosol
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	24-07-09 Según Versión Firma Deuda Senior

Coste Leverizado de la Energía		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Criterio del Marco Legal Estable												
+	m€ Costes de Operación	18.483	19.204	19.809	20.435	21.082	21.756	22.455	23.179	23.930	24.709	25.518
+	m€ Anualidad por Inversión	37.112	36.714	36.081	35.574	35.574	35.574	35.574	35.574	35.574	35.574	35.574
=	m€ a Recuperar	55.596	55.917	55.889	56.009	56.657	57.330	58.029	58.753	59.504	60.283	61.092
÷	GWh de electricidad	153,94	153,02	152,10	151,19	150,28	149,38	148,48	147,59	146,70	145,82	144,95
=	€/ MWh	361	365	367	370	377	384	391	398	406	413	421

Criterio informe del BCG												
A-	% Fondos Ajenos		77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
B-	% Fondos Propios		23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%
C-	Tasa de Interés Fondos Ajenos		7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%
D-	Coste Fondos Propios		15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%
E-	WACC		8,80%	8,80%	8,80%	8,80%	8,80%	8,80%	8,80%	8,80%	8,80%	8,80%
F-	Años Pago de la Deuda		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
G-	Años Vida de la Instalación		25,25	25,25	25,25	25,25	25,25	25,25	25,25	25,25	25,25	25,25
H-	CAPEX (incluidos Intercalarios)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I-	Anualidad Retribución Capitales		35.487	35.487	35.487	35.487	35.487	35.487	35.487	35.487	35.487	35.487
J-	Costes de O&M a recuperar		18.483	19.204	19.809	20.435	21.082	21.756	22.455	23.179	23.930	24.709
=	m€ a Recuperar		53.970	54.690	55.295	55.921	56.569	57.242	57.941	58.665	59.416	60.196
K-	Venta de Electricidad		153,94	153,02	152,10	151,19	150,28	149,38	148,48	147,59	146,70	145,82
=	€/ MWh	327,15										

Criterio informe del BCG con corrección % Fondos												
A-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Ajenos	27.347	27.347	27.347	27.347	0	0	0	0	0	0	0
B-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Propios	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380	12.380
C-	Costes de O&M a recuperar	18.483	19.204	19.809	20.435	21.082	21.756	22.455	23.179	23.930	24.709	25.518
D-	m€ a Recuperar	58.210	58.931	59.535	60.162	33.462	34.135	34.834	35.558	36.309	37.089	37.898
E-	Venta de Electricidad	153,94	153,02	152,10	151,19	150,28	149,38	148,48	147,59	146,70	145,82	144,95
F-	WACC para VAN	13,50%	14,01%	14,57%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%
= € / MWh		337,87										

Proyecto:	Arcosol	TIR Proyecto	8,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	118.826	RCSD mínimo	1,33	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	22%	
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	12,5%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	61.297	RCSD medio	1,44	LLCR medio	1,81	% Equity medio	48%	
Fecha:	24-07-09	Según Versión Firma Deuda Senior	TIR Dividendos	11,6%	8,0%	m€ VAN de Dividendos	51.876	RCSD máximo	1,58	LLCR máximo	3,29	% Equity máximo	100%

01.- Perfil del Negocio SIN Financiación

[illegible][illegible]

Proyecto:	Arcosol		
Valores Técnicos:	Garantizados		
Fecha:	24-07-09	Según Versión Firma Deuda Senior	

Proyecto:	Arcosol	TIR Proyecto	8,6%	Coste	m€ VAN de Proyecto	118.826	RCSD mínimo	1,33	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	22%	
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	12,5%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	61.297	RCSD medio	1,44	LLCR medio	1,81	% Equity medio	48%	
Fecha:	24-07-09	Según Versión Firma Deuda Senior	TIR Dividendos	11,6%	8,0%	m€ VAN de Dividendos	51.876	RCSD máximo	1,58	LLCR máximo	3,29	% Equity máximo	100%

02.- Perfil del Equity

[illegible]

[illegible]

Proyecto:	Arcosol
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	24-07-09 Según Versión Firma Deuda Senior

[illegible]

ANEXO III.

**PLAN DE NEGOCIO DE LA CENTRAL TERMOSOLAR DE CILINDRO
PARABÓLICO CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO DE 240 MW
LOCALIZACIÓN: ESTADOS UNIDOS**

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

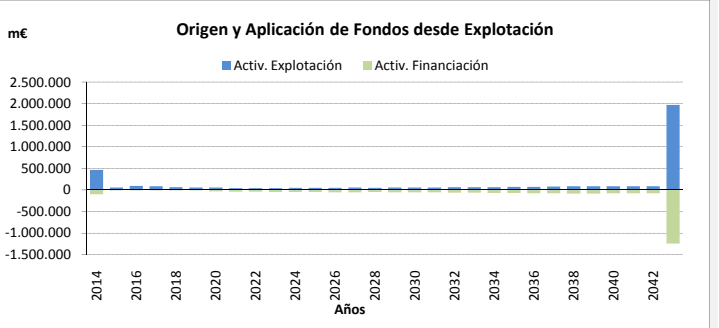
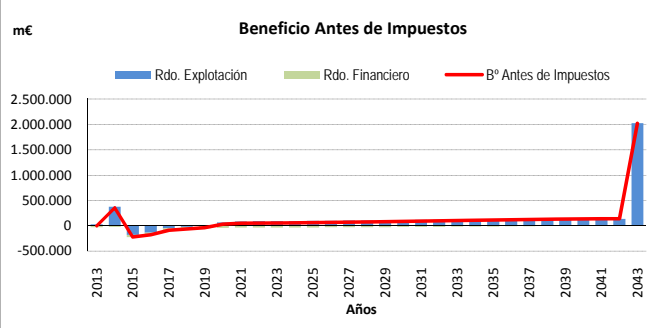
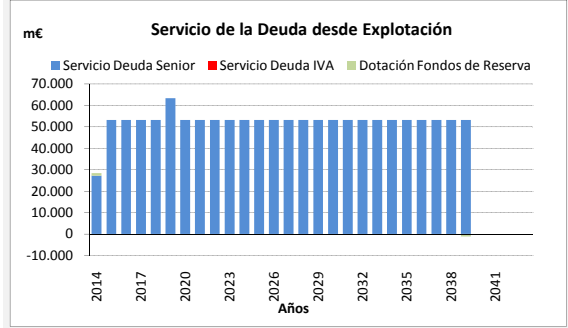
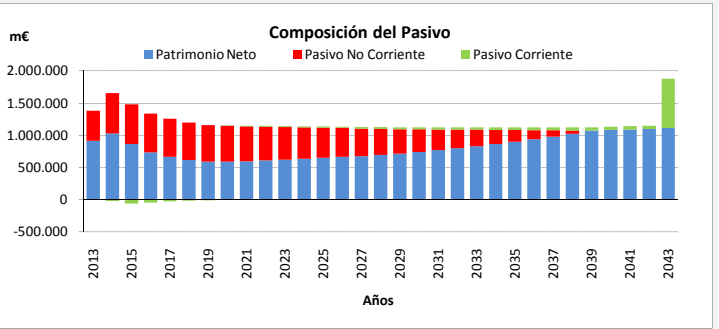
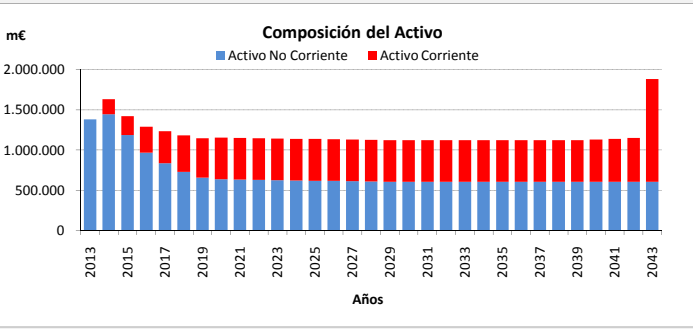
01-11-11	Inicio Construcción
30	Meses de Construcción
30	Años de Explotación
28	Años Vida Deuda Senior
6	Meses Periodo de Gracia 1ª Devolución
2	Número de Cuotas a Pagar en el Año
0,00%	% Años Vida Deuda Senior bajo Swap
0,00%	% Tipo Deuda Senior bajo Swap
34,00%	Deuda Senior como % de las Necesidades de Fondos
1,75%	Fee Estructuración
0,38%	Fee de Compromiso
0 m€	Comisión de Agencia Anual
0 m€	Coste de Asesorios Anual
0,00%	Margen Interés en Construcción
0,00%	Margen Interés en Explotación
4,19%	Tipo de Interés Swap
1,20	RCSD mínimo para reparto de Dividendos
0,00%	Reserva Servicio de la Deuda

TIR Proyecto	6,9%	Coste	m€ VAN de Proyecto	218.679	RCSD mínimo	1,49	LLCR mínimo	1,65	% Equity mínimo	60%
TIR Capitales Propios	8,8%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	134.126	RCSD medio	2,09	LLCR medio	1,86	% Equity medio	70%
TIR Dividendos	5,9%	5,7%	m€ VAN Dividendos	-179.487	RCSD máximo	11,45	LLCR máximo	4,90	% Equity máximo	95%

Inversiones	m€	Amortización	IVA	Días Pago	Gastos Construcción	m€	IVA	Días Pago	Gastos Fijos	m€	IVA	Días Pago
Terrenos	0				Personal				Personal	5.241		
EPC	1.459.630	5			GDC 02				Seguros	1.808		
Gastos de la Propiedad	23.717	15			GDC 03				Mantenimiento	952		
Working Capital	23.077	5			GDC 04				BLM leasing	815		
Inversión 05		20			GDC 05				Impuesto s/Propiedades	3.015		
Inversión 06		20			GDC 06				Resto Gastos	2.281		
Inversión 07		20			GDC 07				GDC 07	0		
Inversión 08		20			GDC 08				GDC 08	0		
Inversión 09		20			GDC 09				GDC 09	0		
Inversión 10		20			GDC 10				GDC 10			

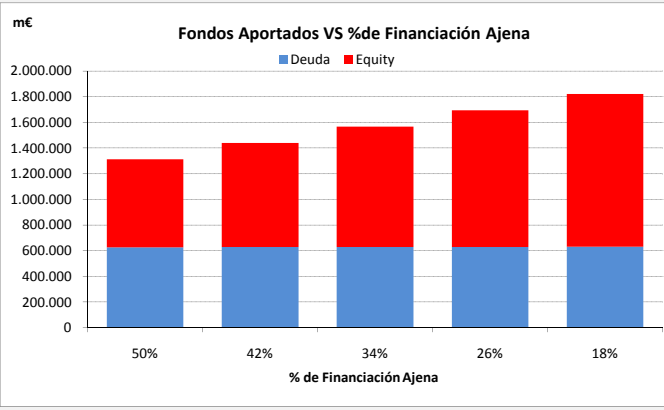
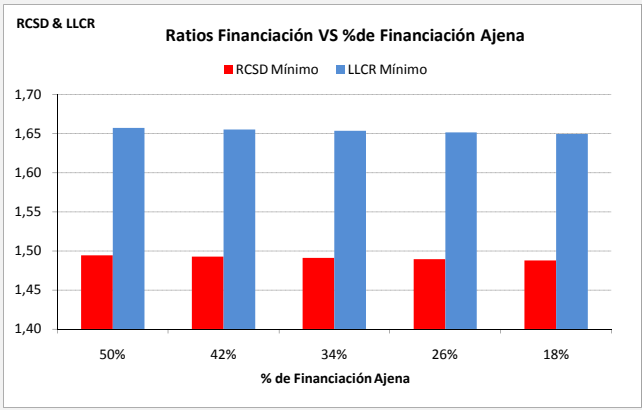
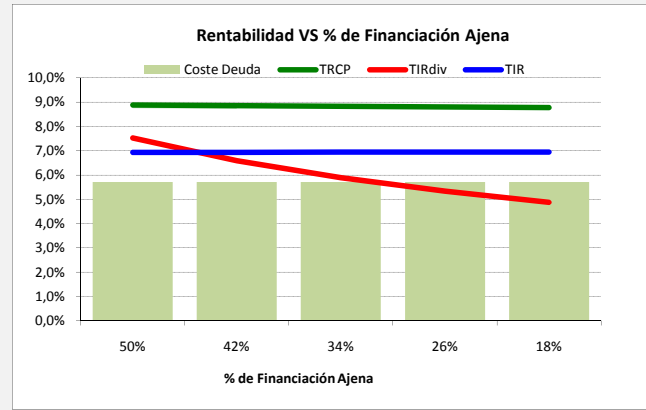
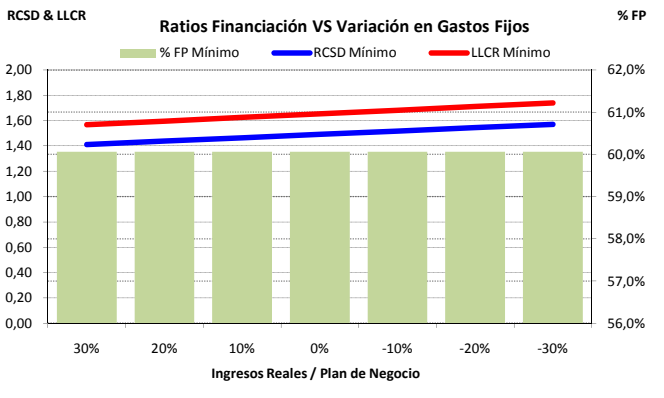
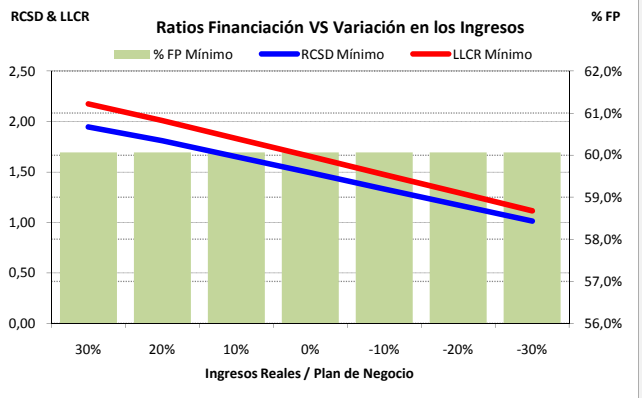
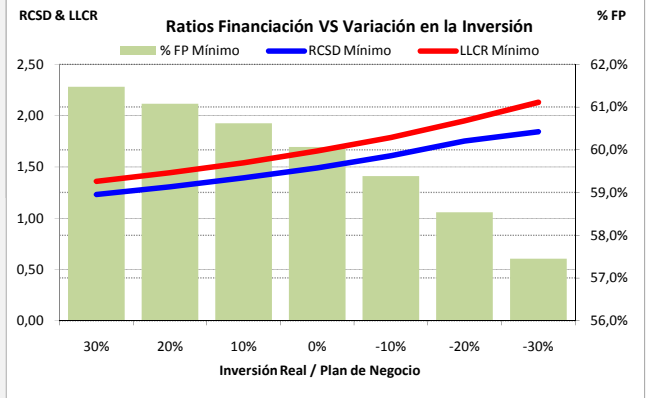
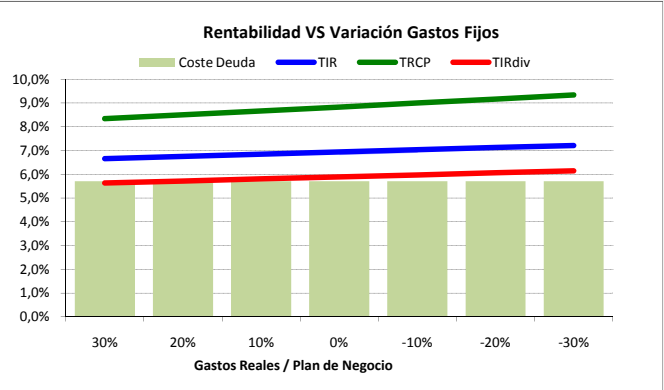
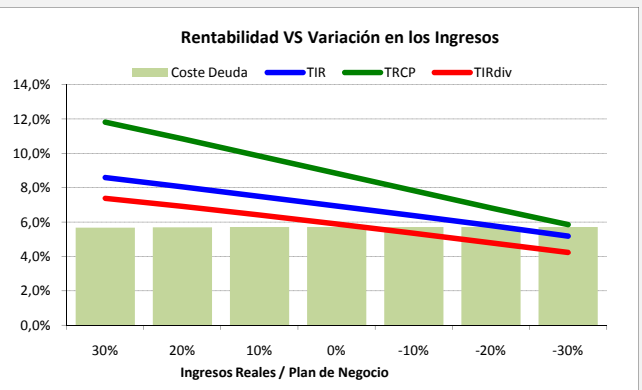
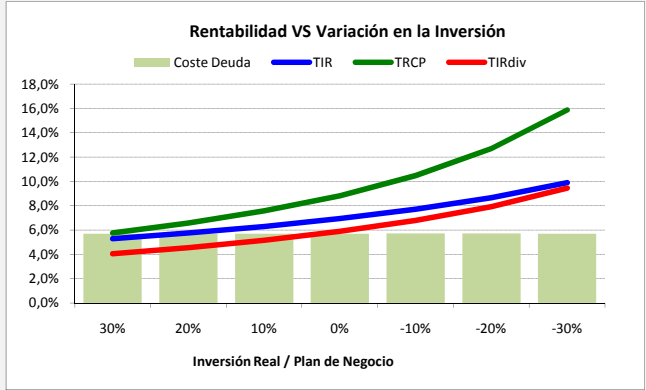
Ingresos Operación	Unidades	Precios	IVA	Días Cobro	Gastos Variables	Unidades	Precios	IVA	Días Pago
Venta Electricidad	904,124	GWh	105,769	€/MWh	Gas Natural	777,225	m€	1,000	
Tax Credit	30%	s/Inv.			Station Load	1.038,894	m€	1,000	
Valor Residual	1.888.688				Agua	294,146	m€	1,000	
Ingresos 04					Fee por Emisiones	38,462	m€	1,000	
Ingresos 05					Otros Gastos		m€	1,000	

1.483.347	Inversiones
0	Gastos durante Construcción
83.206	Gastos Intercalarios
0	Working Capital
1.566.553	Necesidades de Fondos
0	IVA durante la Construcción
1.566.553	Total Fondos Necesarios
938.144	Equity (59,9% s/Necesidades de Fondos)
628.409	Deuda Senior (40,1% s/Necesidades de Fondos)
1.566.553	Orígenes de Fondos
0	Línea IVA
1.566.553	Total Orígenes de Fondos



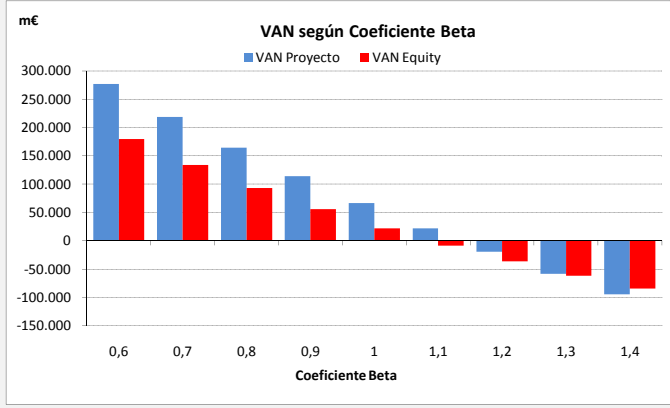
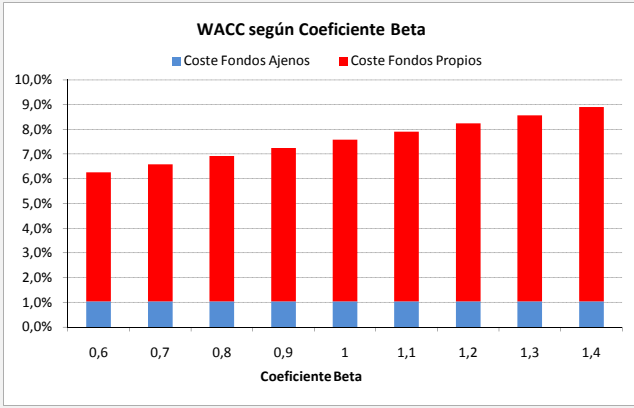
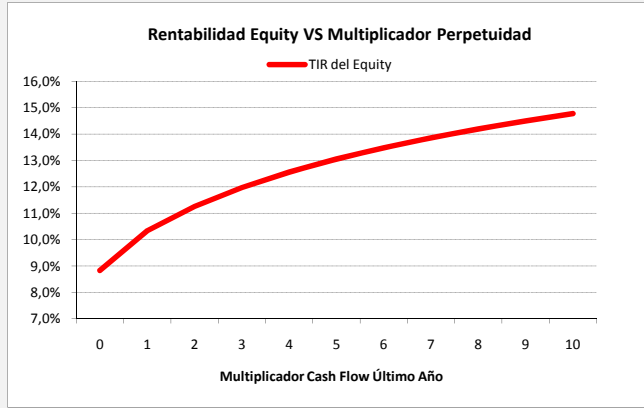
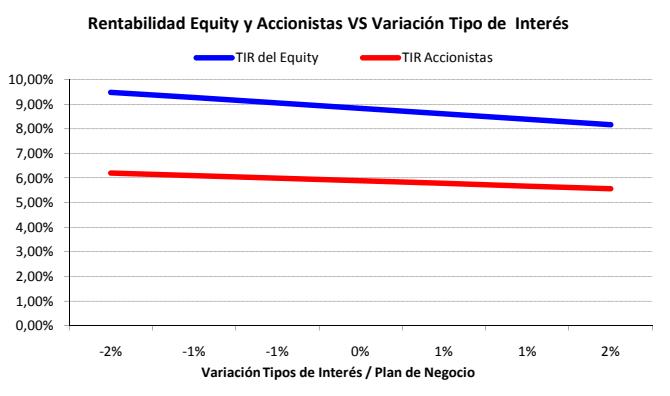
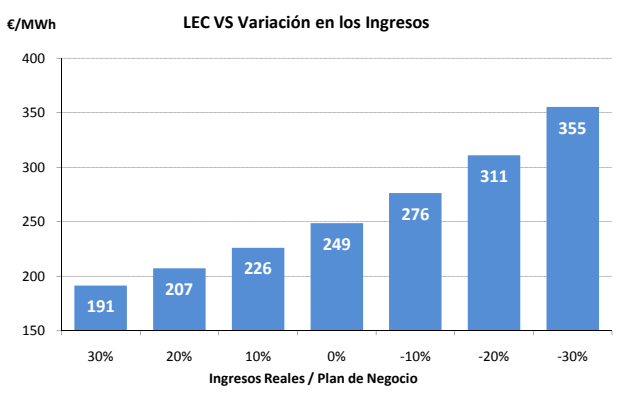
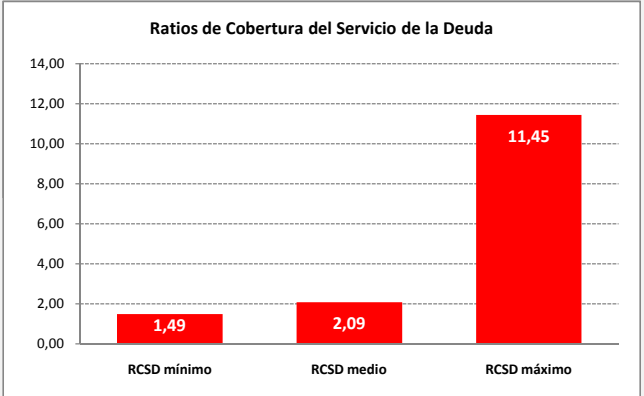
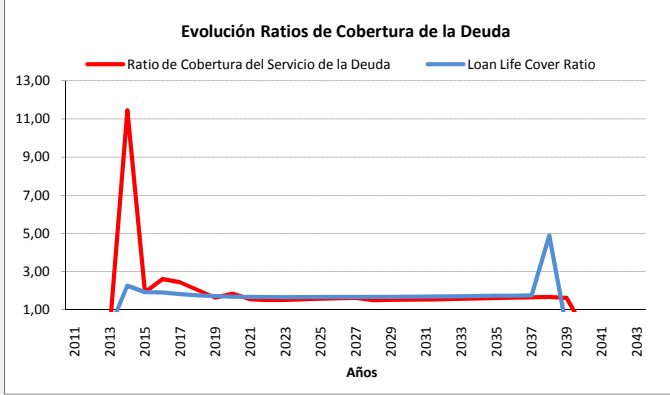
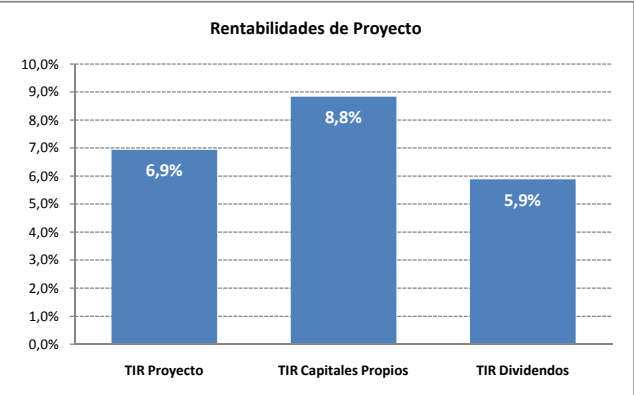
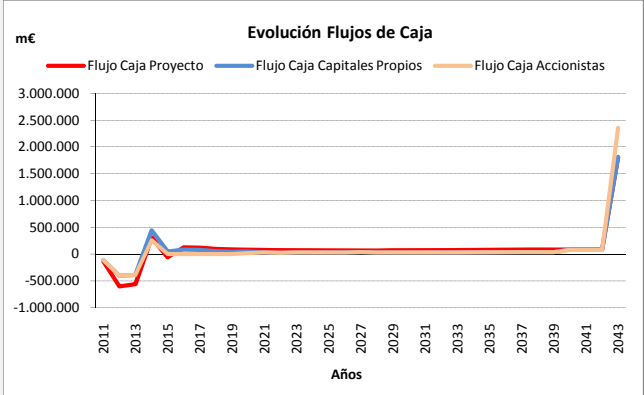
Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

TIR Proyecto	6,9%	Coste	m€ VAN de Proyecto	218.679	RCSD mínimo	1,49	LLCR mínimo	1,65	% Equity mínimo	60%
TIR Capitales Propios	8,8%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	134.126	RCSD medio	2,09	LLCR medio	1,86	% Equity medio	70%
TIR Dividendos	5,9%		m€ VAN Dividendos	-179.487	RCSD máximo	11,45	LLCR máximo	4,90	% Equity máximo	95%



Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

TIR Proyecto	6,9%	Coste	m€ VAN de Proyecto	218.679	RCSD mínimo	1,49	LLCR mínimo	1,65	% Equity mínimo	60%
TIR Capitales Propios	8,8%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	134.126	RCSD medio	2,09	LLCR medio	1,86	% Equity medio	70%
TIR Dividendos	5,9%		m€ VAN Dividendos	-179.487	RCSD máximo	11,45	LLCR máximo	4,90	% Equity máximo	95%



Proyecto: Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento	TIR Proyecto	6,9%	Coste	m€ VAN de Proyecto	218.679	RCSD mínimo	1,49	LLCR mínimo	1,65	% Equity mínimo	60%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	8,8%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	134.126	RCSD medio	2,09	LLCR medio	1,86	% Equity medio	70%
Fecha: 05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR Dividendos	5,9%	5,7%	m€ VAN Dividendos	-179.487	RCSD máximo	11,45	LLCR máximo	4,90	% Equity máximo	95%

Resumen Cuenta de Explotación, en Miles de Euros		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ingresos		0	0	0	501.917	97.610	99.801	102.040	104.329	106.670	109.064	111.510	114.012	116.571	119.187	121.860	124.595	127.390
EBITDA (Bº Antes de Intereses, Impuestos y Amortizaciones)		0	0	0	490.115	78.735	79.635	81.583	83.575	85.610	87.690	89.815	91.987	94.207	96.475	98.793	101.162	103.582
EBIT (Bº Antes de Intereses e Impuestos)		32.029	15.072	28.671	374.092	-179.830	-137.322	-50.082	-24.777	12.674	67.169	86.504	88.676	90.895	93.164	95.482	97.850	100.271
Beneficio Neto		0	0	0	374.388	-164.091	-132.346	-67.691	-48.512	-27.793	20.349	35.274	37.636	40.089	42.635	45.281	48.031	43.023
Resumen Balance de Situación, en Miles de Euros		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fondos Propios		113.886	520.828	911.118	1.029.472	865.380	733.034	665.344	616.831	589.038	591.073	597.021	608.544	621.151	634.922	649.939	666.291	676.207
Deuda Senior		58.668	268.305	469.364	623.808	614.117	603.736	592.616	580.704	567.943	554.274	539.631	523.944	507.141	489.141	469.859	449.203	427.076
Saldo en Caja y Bancos		0	0	0	186.072	234.566	320.248	396.427	451.272	491.128	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382
Fondo de Maniobra		0	0	0	22.908	59.196	47.744	24.419	17.501	10.026	-7.341	-12.725	-13.577	-14.462	-15.381	-16.335	-17.327	-26.227
Resumen Generación de Caja, en Miles de Euros		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Caja para el Servicio de la Deuda		-140.526	-601.507	-562.676	311.477	101.685	138.873	129.369	108.036	103.153	97.759	82.516	79.304	80.671	82.056	83.454	84.869	86.297
Servicio de la Deuda		15.611	15.072	28.671	28.417	53.190	53.190	53.190	53.190	63.297	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190
Caja Disponible para Accionistas		0	0	0	283.060	48.494	85.682	76.178	54.846	39.856	44.568	29.326	26.114	27.481	28.865	30.264	31.678	33.107
Servicio de la Deuda Subordinada		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos		0	0	0	283.060	0	0	0	0	0	18.314	29.326	26.114	27.481	28.865	30.264	31.678	33.107
Ratios Representativos																		
Resumen Cuenta de Explotación		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
EBITDA / Ingresos		--	--	--	98%	81%	80%	80%	80%	80%	80%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
EBIT / Ingresos		--	--	--	75%	-184%	-138%	-49%	-24%	12%	62%	78%	78%	78%	78%	78%	79%	79%
Beneficio Neto / Ingresos		--	--	--	75%	-168%	-133%	-66%	-46%	-26%	19%	32%	33%	34%	36%	37%	39%	34%
Ratios Proyecto		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
6,9%	TIR Proyecto	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-8,7%	-6,7%	-5,0%	-3,5%	-2,3%	-1,4%	-0,6%
8,8%	TIR Capitales Propios	--	--	--	--	--	--	-12,8%	-8,9%	-6,5%	-4,3%	-3,0%	-2,0%	-1,1%	-0,2%	0,6%	1,3%	1,9%
5,9%	TIR Dividendos	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
5,7%	Coste Préstamos	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	-7,1%	-4,9%	-3,1%	-1,6%	-0,4%	0,5%
Deuda Senior ÷ (Deuda Senior + Fondos Propios)		34%	34%	34%	38%	42%	45%	47%	48%	49%	48%	47%	46%	45%	44%	42%	40%	39%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda					11,45	1,91	2,61	2,43	2,03	1,63	1,84	1,55	1,49	1,52	1,54	1,57	1,60	1,62
Loan Life Cover Ratio					2,26	1,91	1,90	1,82	1,75	1,71	1,68	1,65	1,65	1,66	1,67	1,67	1,67	1,67

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

Resumen Cuenta de Explotación, en Miles de Euros		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Ingresos		130.249	133.171	136.159	139.214	142.338	145.531	149.047	152.773	156.592	160.507	164.520	164.520	164.520	164.520	164.520	2.053.208
EBITDA (Bº Antes de Intereses, Impuestos y Amortizaciones)		106.056	108.583	111.167	113.806	116.504	119.260	122.217	125.371	128.604	131.917	135.314	135.314	135.314	135.314	135.314	2.024.002
EBIT (Bº Antes de Intereses e Impuestos)		102.745	106.384	110.622	113.806	116.504	119.260	122.217	125.371	128.604	131.917	135.314	135.314	135.314	135.314	135.314	2.024.002
Beneficio Neto		45.539	48.848	52.605	55.787	58.752	61.846	65.162	68.706	72.413	76.290	80.348	82.435	84.067	84.067	84.067	1.257.452
Resumen Balance de Situación, en Miles de Euros		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Fondos Propios		695.065	716.238	740.603	767.801	797.205	828.754	862.549	898.756	937.597	979.261	1.023.951	1.071.997	1.080.404	1.088.811	1.097.217	1.114.083
Deuda Senior		403.373	377.982	350.783	321.646	290.434	256.999	221.182	182.815	141.714	97.686	50.523	0	0	0	0	0
Saldo en Caja y Bancos		517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	526.783	535.190	543.596	1.275.765
Fondo de Maniobra		-27.761	-29.778	-32.068	-34.008	-35.816	-37.701	-39.723	-41.884	-44.143	-46.507	-48.981	-50.253	-51.247	-51.247	-51.247	-766.550
Resumen Generación de Caja, en Miles de Euros		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Caja para el Servicio de la Deuda		79.872	80.865	81.431	81.780	82.539	83.487	84.558	85.690	86.762	87.816	88.849	86.375	85.061	84.067	84.067	1.972.755
Servicio de la Deuda		53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	51.987	0	0	0	0
Caja Disponible para Accionistas		26.681	27.674	28.240	28.590	29.348	30.296	31.367	32.499	33.571	34.626	35.659	34.389	85.061	84.067	84.067	1.972.755
Servicio de la Deuda Subordinada		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos		26.681	27.674	28.240	28.590	29.348	30.296	31.367	32.499	33.571	34.626	35.659	34.389	75.660	75.660	75.660	1.240.587
Ratios Representativos																	
Resumen Cuenta de Explotación		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
EBITDA / Ingresos		81%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	99%
EBIT / Ingresos		79%	80%	81%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	99%
Beneficio Neto / Ingresos		35%	37%	39%	40%	41%	42%	44%	45%	46%	48%	49%	50%	51%	51%	51%	61%
Ratios Proyecto		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
6,9%	TIR Proyecto	0,2%	0,8%	1,4%	1,9%	2,4%	2,8%	3,1%	3,4%	3,7%	4,0%	4,2%	4,4%	4,6%	4,8%	4,9%	6,9%
8,8%	TIR Capitales Propios	2,4%	2,8%	3,2%	3,5%	3,8%	4,1%	4,4%	4,6%	4,8%	5,0%	5,2%	5,3%	5,7%	6,0%	6,2%	8,8%
5,9%	TIR Dividendos	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-1,2%	-0,8%	-0,5%	0,1%	0,7%	1,1%	5,9%
5,7%	Coste Préstamos	1,4%	2,0%	2,7%	3,2%	3,6%	4,0%	4,4%	4,7%	5,0%	5,3%	5,5%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%
Deuda Senior ÷ (Deuda Senior + Fondos Propios)		37%	35%	32%	30%	27%	24%	20%	17%	13%	9%	5%	0%	0%	0%	0%	0%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda		1,50	1,52	1,53	1,54	1,55	1,57	1,59	1,61	1,63	1,65	1,67	1,62				
Loan Life Cover Ratio		1,66	1,67	1,68	1,68	1,70	1,71	1,72	1,73	1,74	1,75	4,90					

Proyecto: Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento	TIR Proyecto	6,9%	Coste	m€ VAN de Proyecto	218.679	RCSD mínimo	1,49	LLCR mínimo	1,65	% Equity mínimo	60%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	8,8%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	134.126	RCSD medio	2,09	LLCR medio	1,86	% Equity medio	70%
Fecha: 05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR Dividendos	5,9%	5,7%	m€ VAN Dividendos	-179.487	RCSD máximo	11,45	LLCR máximo	4,90	% Equity máximo	95%

Cuenta de Pérdidas y Ganancias		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
+	Resultado de Explotación	32.029	15.072	28.671	374.092	-179.830	-137.322	-50.082	-24.777	12.674	67.169	86.504	88.676	90.895	93.164	95.482	97.850	100.271
+	Importe Neto Cifra de Negocios	0	0	0	501.917	97.610	99.801	102.040	104.329	106.670	109.064	111.510	114.012	116.571	119.187	121.860	124.595	127.390
+	Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	32.029	15.072	28.671	7.434	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Imputación de Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Aprovisionamientos	0	0	0	1.592	2.431	2.492	2.554	2.618	2.683	2.751	2.819	2.890	2.962	3.036	3.112	3.190	3.270
-	Gastos de Personal	0	0	0	3.883	5.929	6.078	6.230	6.385	6.545	6.709	6.876	7.048	7.224	7.405	7.590	7.780	7.974
-	Otros Gastos de Explotación	0	0	0	6.328	10.515	11.597	11.673	11.751	11.832	11.915	12.000	12.087	12.177	12.270	12.365	12.463	12.564
-	Amortización del Inmovilizado	0	0	0	123.457	258.564	216.957	131.665	108.352	72.935	20.521	3.311	3.311	3.311	3.311	3.311	3.311	3.311
+	Resultado Financiero	-32.029	-15.072	-28.671	-22.612	-43.458	-42.768	-42.028	-41.236	-50.494	-39.479	-38.505	-37.462	-36.345	-35.148	-33.866	-32.493	-31.022
+	Ingresos Financieros	0	0	0	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
-	Gastos Financieros	32.029	15.072	28.671	22.612	43.500	42.810	42.070	41.278	50.536	39.521	38.547	37.504	36.387	35.190	33.908	32.535	31.064
=	Resultado Antes de Impuestos	0	0	0	351.480	-223.287	-180.090	-92.110	-66.013	-37.819	27.690	47.999	51.214	54.551	58.016	61.616	65.358	69.249
-	Impuesto de Sociedades	0	0	0	-22.908	-59.196	-47.744	-24.419	-17.501	-10.026	7.341	12.725	13.577	14.462	15.381	16.335	17.327	26.227
=	Resultado del Ejercicio	0	0	0	374.388	-164.091	-132.346	-67.691	-48.512	-27.793	20.349	35.274	37.636	40.089	42.635	45.281	48.031	43.023
-	Reserva Legal	0	0	0	37.439	0	0	0	0	0	2.035	3.527	3.764	4.009	4.264	4.528	4.803	4.302
-	Distribución de Dividendos	0	0	0	283.060	0	0	0	0	0	18.314	29.326	26.114	27.481	28.865	30.264	31.678	33.107

Balance de Situación		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
+	Activo No Corriente	172.554	789.134	1.380.481	1.444.300	1.185.735	968.779	837.114	728.762	655.827	635.306	631.995	628.684	625.372	622.061	618.750	615.439	612.128
+	Inmovilizado Intangible	32.029	47.101	75.772	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206
+	Inmovilizado Material	140.526	742.033	1.304.709	1.359.890	1.101.325	884.369	752.704	644.352	571.417	550.896	547.585	544.274	540.962	537.651	534.340	531.029	527.718
+	Inversiones Financieras	0	0	0	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204
+	Activo Corriente	0	0	0	186.072	234.566	320.248	396.427	451.272	491.128	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382
+	Deudores Comerciales y Cuentas a Cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Efectivo y Otros Activos Líquidos Equivalentes	0	0	0	186.072	234.566	320.248	396.427	451.272	491.128	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382
=	Total Balance	172.554	789.134	1.380.481	1.630.372	1.420.302	1.289.027	1.233.541	1.180.035	1.146.955	1.152.688	1.149.377	1.146.066	1.142.754	1.139.443	1.136.132	1.132.821	1.129.510
-	Patrimonio Neto	113.886	520.828	911.118	1.029.472	865.380	733.034	665.344	616.831	589.038	591.073	597.021	608.544	621.151	634.922	649.939	666.291	676.207
+	Patrimonio Neto Sociedad Dominante	113.886	520.828	911.118	1.029.472	865.380	733.034	665.344	616.831	589.038	591.073	597.021	608.544	621.151	634.922	649.939	666.291	676.207
-	Pasivo No Corriente	58.668	268.305	469.364	623.808	614.117	603.736	592.616	580.704	567.943	554.274	539.631	523.944	507.141	489.141	469.859	449.203	427.076
+	Deudas a Largo Plazo	58.668	268.305	469.364	623.808	614.117	603.736	592.616	580.704	567.943	554.274	539.631	523.944	507.141	489.141	469.859	449.203	427.076
+	Deudas con Empresas Grupo y Asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Acreedores Comerciales No Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Pasivo Corriente	0	0	0	-22.908	-59.196	-47.744	-24.419	-17.501	-10.026	7.341	12.725	13.577	14.462	15.381	16.335	17.327	26.227
+	Acreedores Comerciales y Cuentas a Pagar	0	0	0	-22.908	-59.196	-47.744	-24.419	-17.501	-10.026	7.341	12.725	13.577	14.462	15.381	16.335	17.327	26.227

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

Cuenta de Pérdidas y Ganancias		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
+	Resultado de Explotación	102.745	106.384	110.622	113.806	116.504	119.260	122.217	125.371	128.604	131.917	135.314	135.314	135.314	135.314	135.314	2.024.002
+	Importe Neto Cifra de Negocios	130.249	133.171	136.159	139.214	142.338	145.531	149.047	152.773	156.592	160.507	164.520	164.520	164.520	164.520	164.520	2.053.208
+	Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Imputación de Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Aprovisionamientos	3.351	3.435	3.521	3.609	3.699	3.792	3.886	3.984	4.083	4.185	4.290	4.290	4.290	4.290	4.290	4.290
-	Gastos de Personal	8.174	8.378	8.588	8.802	9.022	9.248	9.479	9.716	9.959	10.208	10.463	10.463	10.463	10.463	10.463	10.463
-	Otros Gastos de Explotación	12.668	12.774	12.884	12.997	13.112	13.232	13.464	13.702	13.947	14.197	14.453	14.453	14.453	14.453	14.453	14.453
-	Amortización del Inmovilizado	3.311	2.200	544	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Resultado Financiero	-29.446	-27.757	-25.949	-24.012	-21.936	-19.713	-17.332	-14.781	-12.048	-9.121	-5.985	-2.626	0	0	0	0
+	Ingresos Financieros	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	0	0	0	0
-	Gastos Financieros	29.488	27.799	25.991	24.054	21.978	19.755	17.374	14.823	12.090	9.163	6.027	2.668	0	0	0	0
=	Resultado Antes de Impuestos	73.300	78.626	84.673	89.795	94.568	99.547	104.885	110.590	116.556	122.797	129.329	132.689	135.314	135.314	135.314	2.024.002
-	Impuesto de Sociedades	27.761	29.778	32.068	34.008	35.816	37.701	39.723	41.884	44.143	46.507	48.981	50.253	51.247	51.247	51.247	766.550
=	Resultado del Ejercicio	45.539	48.848	52.605	55.787	58.752	61.846	65.162	68.706	72.413	76.290	80.348	82.435	84.067	84.067	84.067	1.257.452
-	Reserva Legal	4.554	4.885	5.261	5.579	5.875	6.185	6.516	6.871	7.241	7.629	8.035	8.244	8.407	8.407	8.407	16.865
-	Distribución de Dividendos	26.681	27.674	28.240	28.590	29.348	30.296	31.367	32.499	33.571	34.626	35.659	34.389	75.660	75.660	75.660	1.240.587

Balance de Situación		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
+	Activo No Corriente	608.817	606.617	606.072	606.072	606.072	606.072	606.072	606.072	606.072	606.072	606.072	604.868	604.868	604.868	604.868	604.868
+	Inmovilizado Intangible	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206	83.206
+	Inmovilizado Material	524.407	522.207	521.662	521.662	521.662	521.662	521.662	521.662	521.662	521.662	521.662	521.662	521.662	521.662	521.662	521.662
+	Inversiones Financieras	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	0	0	0	0	0
+	Activo Corriente	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	526.783	535.190	543.596	1.275.765
+	Deudores Comerciales y Cuentas a Cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Efectivo y Otros Activos Líquidos Equivalentes	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	517.382	526.783	535.190	543.596	1.275.765
=	Total Balance	1.126.199	1.123.999	1.123.454	1.123.454	1.123.454	1.123.454	1.123.454	1.123.454	1.123.454	1.123.454	1.123.454	1.122.251	1.131.652	1.140.058	1.148.465	1.880.633
-	Patrimonio Neto	695.065	716.238	740.603	767.801	797.205	828.754	862.549	898.756	937.597	979.261	1.023.951	1.071.997	1.080.404	1.088.811	1.097.217	1.114.083
+	Patrimonio Neto Sociedad Dominante	695.065	716.238	740.603	767.801	797.205	828.754	862.549	898.756	937.597	979.261	1.023.951	1.071.997	1.080.404	1.088.811	1.097.217	1.114.083
-	Pasivo No Corriente	403.373	377.982	350.783	321.646	290.434	256.999	221.182	182.815	141.714	97.686	50.523	0	0	0	0	0
+	Deudas a Largo Plazo	403.373	377.982	350.783	321.646	290.434	256.999	221.182	182.815	141.714	97.686	50.523	0	0	0	0	0
+	Deudas con Empresas Grupo y Asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Acreedores Comerciales No Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Pasivo Corriente	27.761	29.778	32.068	34.008	35.816	37.701	39.723	41.884	44.143	46.507	48.981	50.253	51.247	51.247	51.247	766.550
+	Acreedores Comerciales y Cuentas a Pagar	27.761	29.778	32.068	34.008	35.816	37.701	39.723	41.884	44.143	46.507	48.981	50.253	51.247	51.247	51.247	766.550

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento	TIR Proyecto	6,9%	Coste	m€ VAN de Proyecto	218.679	RCSD mínimo	1,49	LLCR mínimo	1,65	% Equity mínimo	60%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	8,8%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	134.126	RCSD medio	2,09	LLCR medio	1,86	% Equity medio	70%
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR Dividendos	5,9%	5,7%	m€ VAN Dividendos	-179.487	RCSD máximo	11,45	LLCR máximo	4,90	% Equity máximo	95%

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento	
Valores Técnicos:	Garantizados	
Fecha:	05-08-09	Según Modelo 05-08-2009

Estado de Flujos de Efectivo		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
+	Por Actividades de Explotación	50.384	53.065	55.440	57.726	60.560	63.731	67.184	70.867	74.672	78.654	82.823	83.708	85.061	84.067	84.067	1.972.755
	+ Resultado Antes de Impuestos	73.300	78.626	84.673	89.795	94.568	99.547	104.885	110.590	116.556	122.797	129.329	132.689	135.314	135.314	135.314	2.024.002
	+ Ajustes al Resultado	3.311	2.200	544	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- Cambios en el Capital Corriente	-1.534	-2.017	-2.290	-1.940	-1.808	-1.886	-2.022	-2.161	-2.259	-2.364	-2.474	-1.272	-994	0	0	-715.303
	+ Otros Flujos de Actividades de Explotación	-27.761	-29.778	-32.068	-34.008	-35.816	-37.701	-39.723	-41.884	-44.143	-46.507	-48.981	-50.253	-51.247	-51.247	-51.247	-766.550
-	Por Actividades de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Por Actividades de Financiación	-50.384	-53.065	-55.440	-57.726	-60.560	-63.731	-67.184	-70.867	-74.672	-78.654	-82.823	-83.708	-75.660	-75.660	-75.660	-1.240.587
	+ Cobros y Pagos por Instrumento de Patrimonio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Cobros y Pagos por Instrumentos de Pasivo Financiero	-23.703	-25.391	-27.200	-29.137	-31.212	-33.435	-35.817	-38.368	-41.100	-44.028	-47.164	-49.319	0	0	0	0
	- Dividendos y Remuneración Instrumentos Patrimonio	26.681	27.674	28.240	28.590	29.348	30.296	31.367	32.499	33.571	34.626	35.659	34.389	75.660	75.660	75.660	1.240.587
=	Aumento / Disminución de Efectivo o Equivalentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.401	8.407	8.407	732.168
Fondos Propios / Total Fondos		70%	71%	73%	74%	76%	78%	81%	84%	87%	91%	95%	100%	100%	100%	100%	100%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda		1,50	1,52	1,53	1,54	1,55	1,57	1,59	1,61	1,63	1,65	1,67	1,62				
Loan Life Cover Ratio		1,66	1,67	1,68	1,68	1,70	1,71	1,72	1,73	1,74	1,75	4,90					

[illegible][illegible]

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento	TIR Proyecto	6,9%	Coste	m€ VAN de Proyecto	218.679	RCSD mínimo	1,49	LLCR mínimo	1,65	% Equity mínimo	60%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	8,8%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	134.126	RCSD medio	2,09	LLCR medio	1,86	% Equity medio	70%
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR Dividendos	5,9%	5,7%	m€ VAN Dividendos	-179.487	RCSD máximo	11,45	LLCR máximo	4,90	% Equity máximo	95%

[illegible]

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento	
Valores Técnicos:	Garantizados	
Fecha:	05-08-09	Según Modelo 05-08-2009

[illegible]

Perfil de Deuda Senior e IVA		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
+	Entradas de Fondos	11.194	10.555	9.870	9.136	8.350	7.508	6.606	5.640	4.605	3.496	2.309	1.036	0	0	0	0
	+ Deuda Senior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Deuda IVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Ingresos Financieros Fondos de Reserva	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	0	0	0	0
	+ Escudo Fiscal Intereses	11.152	10.513	9.828	9.094	8.308	7.466	6.564	5.598	4.563	3.454	2.267	994	0	0	0	0
-	Salidas de Fondos	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	51.987	0	0	0	0
	+ Servicio Deuda Senior	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	53.190	0	0	0	0
	+ Servicio Deuda IVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Dotación Fondos de Reserva	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.204	0	0	0	0
=	Perfil de Deuda Senior e IVA	-41.996	-42.636	-43.321	-44.054	-44.840	-45.682	-46.584	-47.550	-48.585	-49.694	-50.882	-50.950	0	0	0	0
	5,7%	TIR Deuda Senior e IVA	1,4%	2,0%	2,7%	3,2%	3,6%	4,0%	4,4%	4,7%	5,0%	5,3%	5,5%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%
	-233.482	VAN Deuda Seniro e IVA	163.933	150.409	137.517	125.216	113.470	102.243	91.502	81.216	71.355	61.892	52.802	44.263	44.263	44.263	44.263
	2,6%	Kd															

Criterio informe del BCG con corrección % Fondos																		
A-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Ajenos	0	0	0	30.448	45.362	45.362	45.362	45.362	45.362	45.362	45.362	45.362	45.362	45.362	45.362	45.362	45.362
B-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Propios	0	0	0	105.773	157.581	157.581	157.581	157.581	157.581	157.581	157.581	157.581	157.581	157.581	157.581	157.581	157.581
C-	Costes de O&M a recuperar	0	0	0	11.803	18.875	20.166	20.457	20.755	21.060	21.374	21.695	22.025	22.364	22.711	23.068	23.433	23.808
D-	m€ a Recuperar	0	0	0	148.024	221.818	223.108	223.399	223.697	224.002	224.316	224.638	224.968	225.306	225.653	226.010	226.375	226.750
E-	Venta de Electricidad	0,00	0,00	0,00	605,36	900,35	898,10	895,85	893,61	891,38	889,16	886,93	884,71	882,50	880,30	878,09	875,90	873,71
F-	WACC para VAN	12,28%	12,28%	12,28%	12,28%	12,32%	12,37%	12,42%	12,47%	12,53%	12,59%	12,66%	12,73%	12,80%	12,88%	12,97%	13,06%	13,16%
= € / MWh		252,37																

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento	TIR Proyecto	6,9%	Coste	m€ VAN de Proyecto	218.679	RCSD mínimo	1,49	LLCR mínimo	1,65	% Equity mínimo	60%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	8,8%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	134.126	RCSD medio	2,09	LLCR medio	1,86	% Equity medio	70%
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR Dividendos	5,9%		m€ VAN Dividendos	-179.487	RCSD máximo	11,45	LLCR máximo	4,90	% Equity máximo	95%

01.- Perfil del Negocio SIN Financiación

[illegible][illegible]

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

Área de Comprobaciones

01.- Perfil del Negocio SIN Financiación

[illegible][illegible]

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Con Almacenamiento	TIR Proyecto	6,9%	Coste	m€ VAN de Proyecto	218.679	RCSD mínimo	1,49	LLCR mínimo	1,65	% Equity mínimo	60%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	8,8%	Préstamos	m€ VAN Capitales Propios	134.126	RCSD medio	2,09	LLCR medio	1,86	% Equity medio	70%
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR Dividendos	5,9%		m€ VAN Dividendos	-179.487	RCSD máximo	11,45	LLCR máximo	4,90	% Equity máximo	95%

02.- Perfil del Equity

[illegible]

[illegible]

Fecha: 05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

0.030%

ANEXO IV.

**PLAN DE NEGOCIO DE LA CENTRAL TERMOSOLAR DE CILINDRO
PARABÓLICO SIN ALMACENAMIENTO TÉRMICO DE 240 MW
LOCALIZACIÓN: ESTADOS UNIDOS**

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

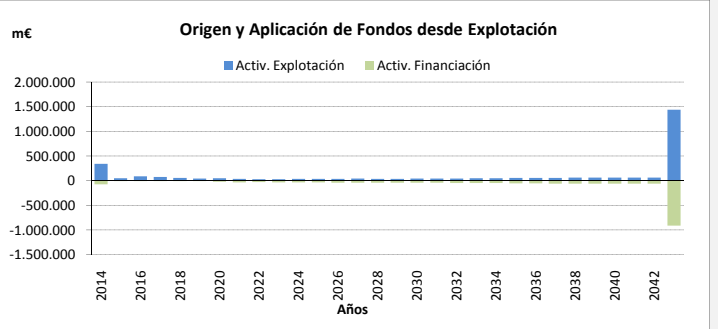
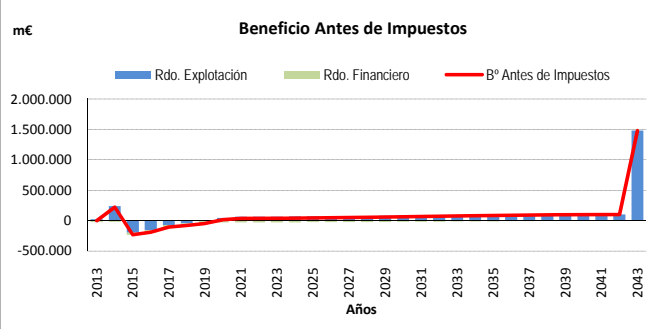
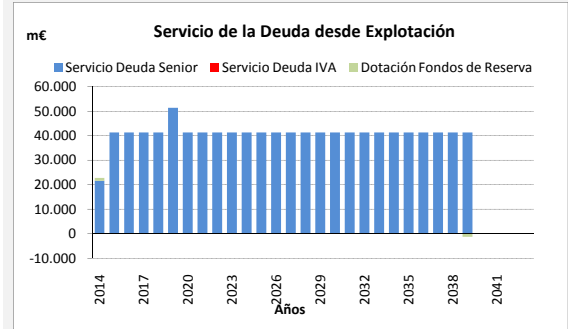
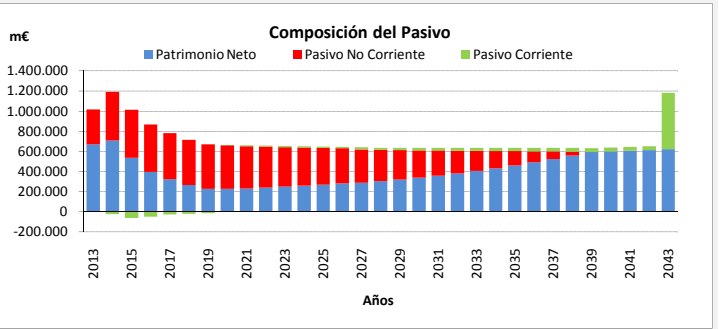
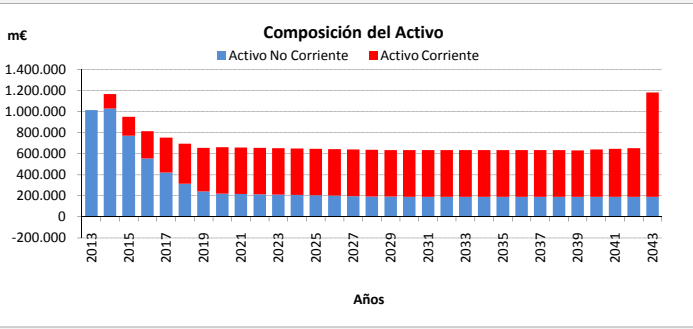
01-11-11	Inicio Construcción
30	Meses de Construcción
30	Años de Explotación
28	Años Vida Deuda Senior
6	Meses Periodo de Gracia 1ª Devolución
2	Número de Cuotas a Pagar en el Año
0,00%	% Años Vida Deuda Senior bajo Swap
0,00%	% Tipo Deuda Senior bajo Swap
34,00%	Deuda Senior como % de las Necesidades de Fondos
1,75%	Fee Estructuración
0,38%	Fee de Compromiso
0	m€ Comisión de Agencia Anual
0	m€ Coste de Asesores Anual
0,00%	Margen Interés en Construcción
0,00%	Margen Interés en Explotación
4,19%	Tipo de Interés Swap
1,20	RCSD mínimo para reparto de Dividendos
0,00%	Reserva Servicio de la Deuda

TIR de Proyecto	7,3%	Coste	m€ VAN de Proyecto	191.870	RCSD mínimo	1,46	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	58%
TIR del Equity	9,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	127.547	RCSD medio	2,07	LLCR medio	1,84	% Equity medio	69%
TIR de Accionistas	5,7%	5,8%	m€ VAN de Accionistas	-136.633	RCSD máximo	10,59	LLCR máximo	4,78	% Equity máximo	94%

Inversiones	m€	Amortización	IVA	Días Pago	Gastos Construcción	m€	IVA	Días Pago	Gastos Fijos	m€	IVA	Días Pago
Terrenos	0				Personal				Personal	5.241		
EPC	1.065.423	5			GDC 02				Seguros	1.808		
Gastos de la Propiedad	23.717	15			GDC 03				Mantenimiento	952		
Working Capital	23.077	5			GDC 04				BLM leasing	815		
Inversión 05		20			GDC 05				Impuesto s/Propiedades	3.015		
Inversión 06		20			GDC 06				Resto Gastos	2.281		
Inversión 07		20			GDC 07				GDC 07	0		
Inversión 08		20			GDC 08				GDC 08	0		
Inversión 09		20			GDC 09				GDC 09	0		
Inversión 10		20			GDC 10				GDC 10			

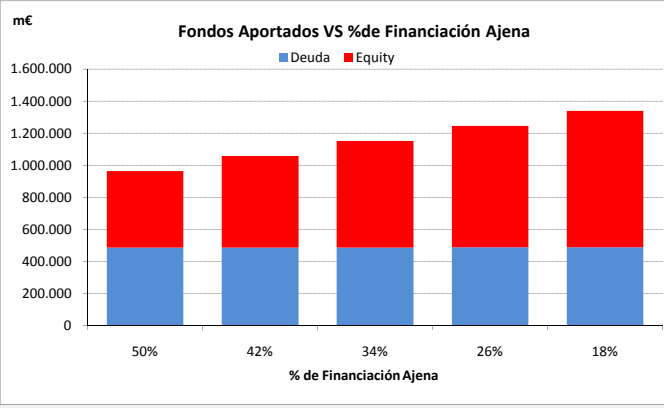
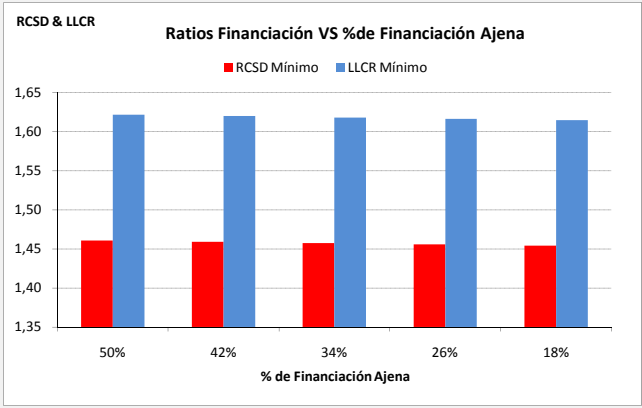
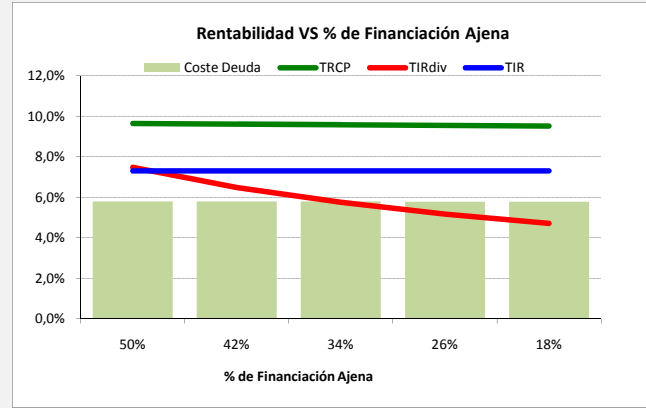
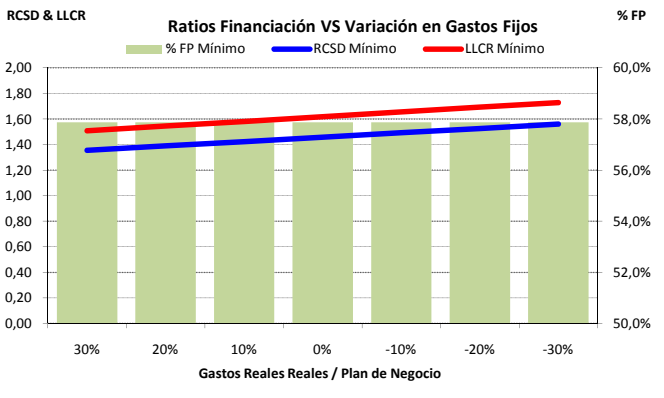
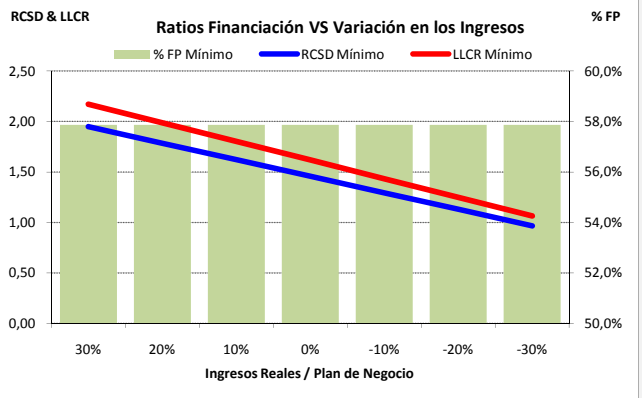
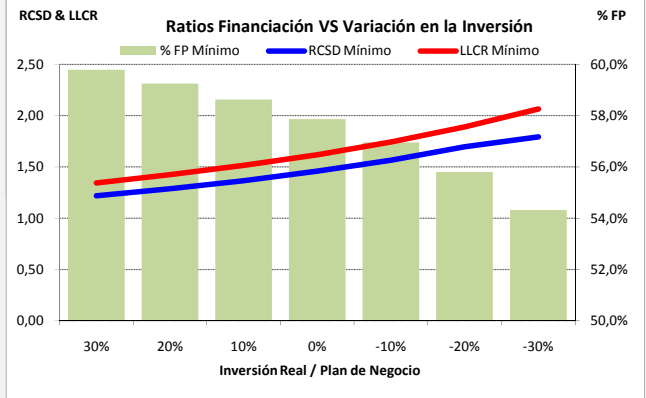
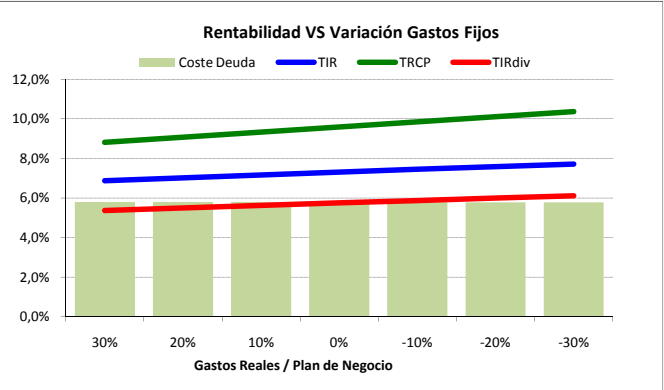
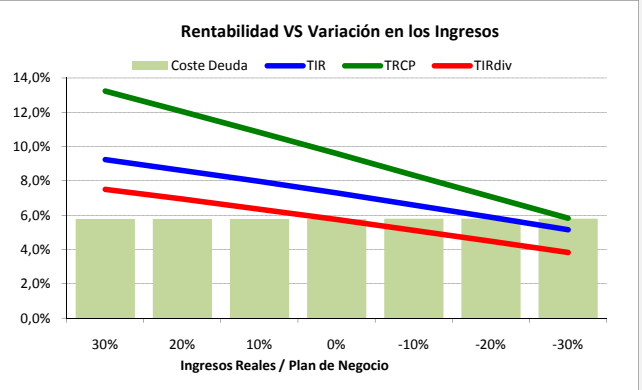
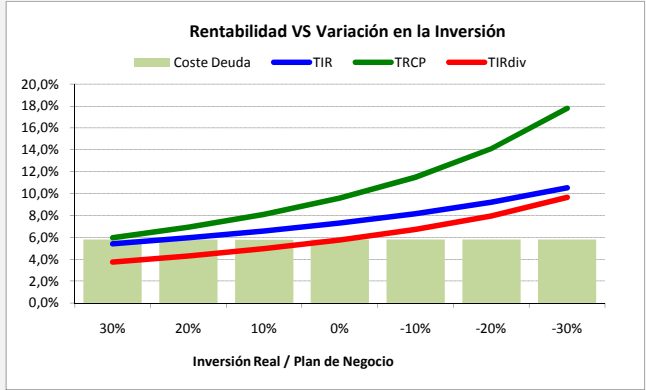
Ingresos Operación	Unidades	Precios	IVA	Días Cobro	Gastos Variables	Unidades	Precios	IVA	Días Pago
Venta Electricidad	722,973	GWh	105,769	€/MWh	Gas Natural	733,231	m€	1,000	
Tax Credit	30%	s/Inv.			Station Load	1.046,745	m€	1,000	
Valor Residual	1.378.604				Agua	284,007	m€	1,000	
Ingresos 04					Fee por Emisiones	38,462	m€	1,000	
Ingresos 05					Otros Gastos		m€	1,000	

1.089.140	Inversiones
0	Gastos durante Construcción
62.988	Gastos Intercalarios
0	Working Capital
1.152.129	Necesidades de Fondos
0	IVA durante la Construcción
1.152.129	Total Fondos Necesarios
664.624	Equity (57,7% s/Necesidades de Fondos)
487.505	Deuda Senior (42,3% s/Necesidades de Fondos)
1.152.129	Orígenes de Fondos
0	Línea IVA
1.152.129	Total Orígenes de Fondos



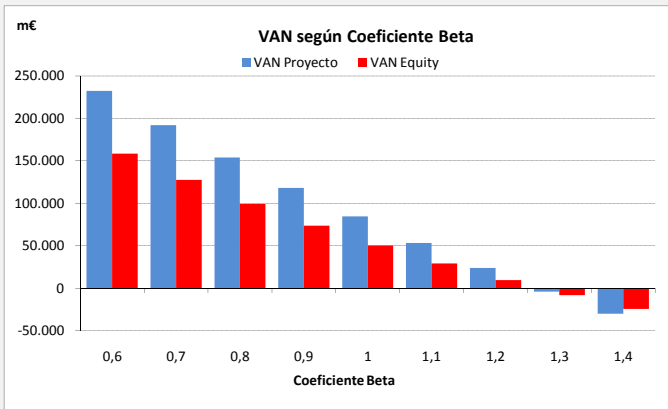
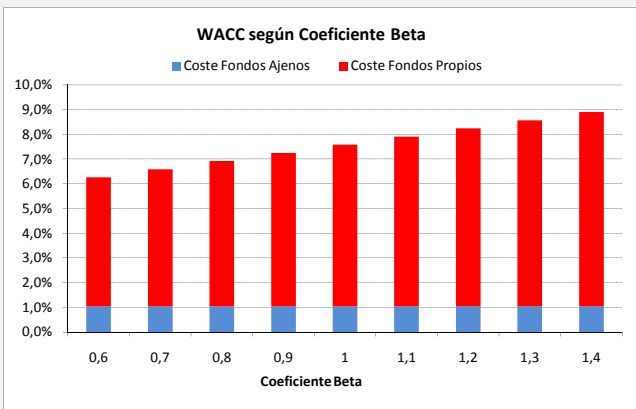
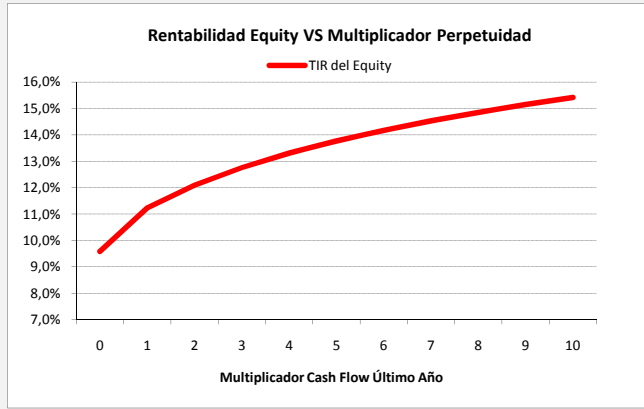
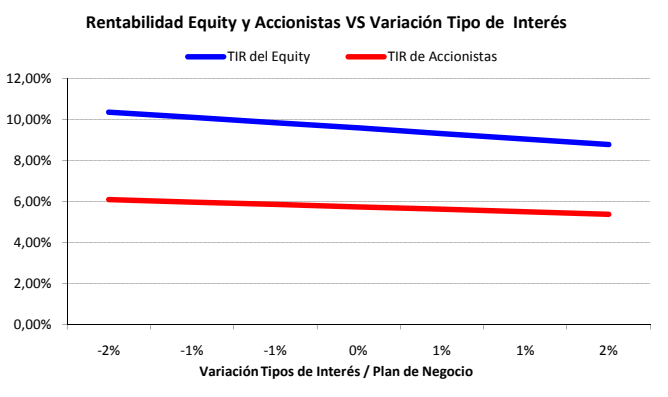
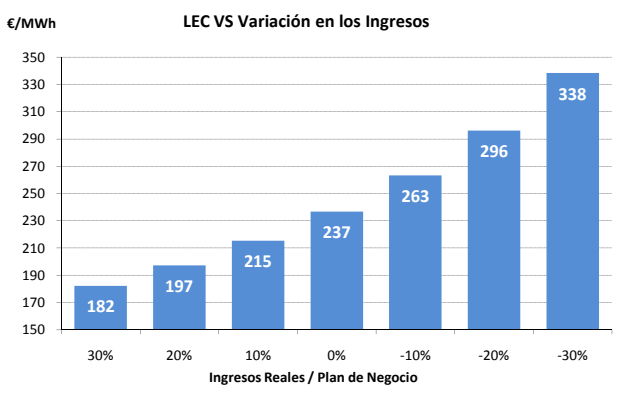
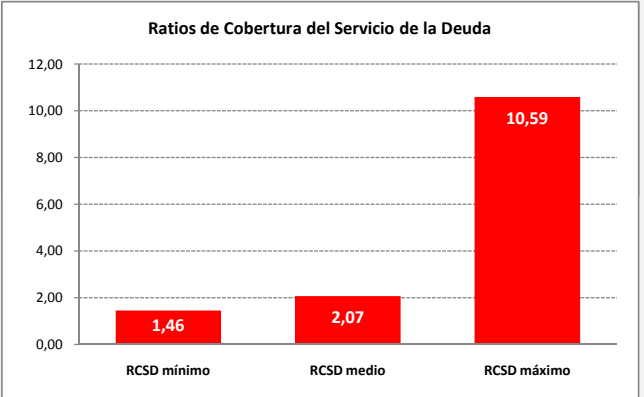
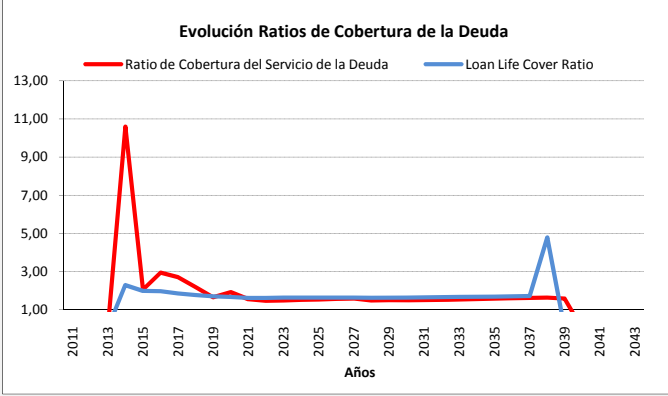
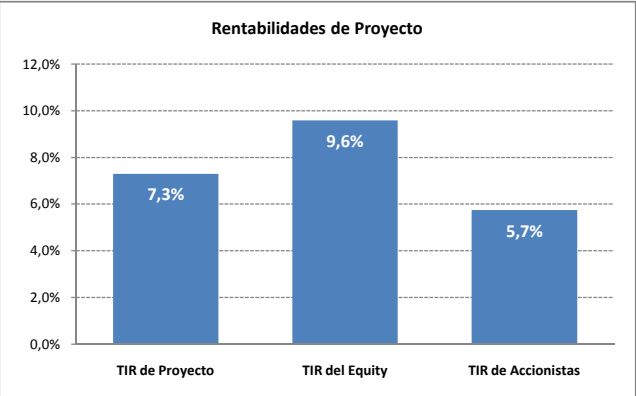
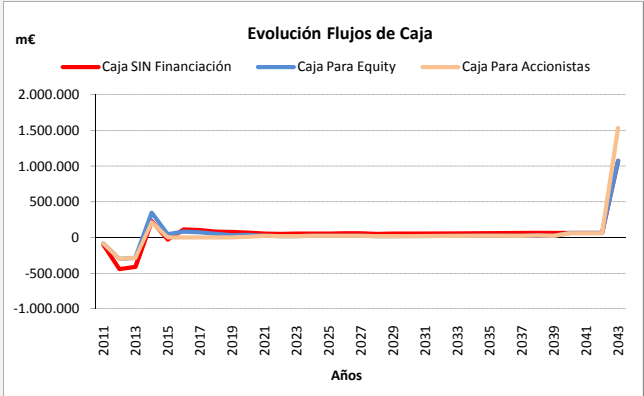
Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

TIR de Proyecto	7,3%	Coste	m€ VAN de Proyecto	191.870	RCSD mínimo	1,46	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	58%
TIR del Equity	9,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	127.547	RCSD medio	2,07	LLCR medio	1,84	% Equity medio	69%
TIR de Accionistas	5,7%		m€ VAN de Accionistas	-136.633	RCSD máximo	10,59	LLCR máximo	4,78	% Equity máximo	94%



Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

TIR de Proyecto	7,3%	Coste	m€ VAN de Proyecto	191.870	RCSD mínimo	1,46	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	58%
TIR del Equity	9,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	127.547	RCSD medio	2,07	LLCR medio	1,84	% Equity medio	69%
TIR de Accionistas	5,7%		m€ VAN de Accionistas	-136.633	RCSD máximo	10,59	LLCR máximo	4,78	% Equity máximo	94%



Proyecto: Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento	TIR de Proyecto	7,3%	Coste	m€ VAN de Proyecto	191.870	RCSD mínimo	1,46	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	58%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR del Equity	9,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	127.547	RCSD medio	2,07	LLCR medio	1,84	% Equity medio	69%
Fecha: 05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR de Accionistas	5,7%	5,8%	m€ VAN de Accionistas	-136.633	RCSD máximo	10,59	LLCR máximo	4,78	% Equity máximo	94%

Resumen Cuenta de Explotación, en Miles de Euros		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ingresos		0	0	0	370.827	78.053	79.805	81.595	83.426	85.297	87.212	89.168	91.169	93.214	95.306	97.444	99.631	101.866
EBITDA (Bº Antes de Intereses, Impuestos y Amortizaciones)		0	0	0	359.058	59.230	59.692	61.193	62.727	64.295	65.897	67.533	69.206	70.914	72.660	74.444	76.266	78.128
EBIT (Bº Antes de Intereses e Impuestos)		23.734	11.677	21.675	241.504	-199.335	-157.265	-70.472	-45.624	-8.640	45.376	64.222	65.894	67.603	69.349	71.133	72.955	74.817
Beneficio Neto		0	0	0	249.021	-171.258	-139.947	-75.743	-57.031	-36.795	10.846	25.251	27.075	28.967	30.933	32.974	35.096	31.536
Resumen Balance de Situación, en Miles de Euros		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Fondos Propios		83.763	382.962	669.941	708.478	537.220	397.273	321.531	264.500	227.705	228.789	231.641	239.841	248.883	258.827	269.738	281.685	288.976
Deuda Senior		43.151	197.283	345.121	483.935	476.417	468.364	459.738	450.496	440.597	429.992	418.633	406.464	393.428	379.464	364.505	348.481	331.316
Saldo en Caja y Bancos		0	0	0	137.067	180.546	260.797	331.254	380.084	413.625	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813
Fondo de Maniobra		0	0	0	25.471	61.781	50.486	27.324	20.574	13.274	-3.913	-9.109	-9.767	-10.450	-11.159	-11.895	-12.661	-19.225
Resumen Generación de Caja, en Miles de Euros		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Caja para el Servicio de la Deuda		-103.180	-441.654	-413.142	227.895	84.743	121.515	111.721	90.094	84.911	79.213	63.663	60.138	61.189	62.253	63.327	64.413	65.510
Servicio de la Deuda		12.103	11.677	21.675	22.727	41.264	41.264	41.264	41.264	51.370	41.264	41.264	41.264	41.264	41.264	41.264	41.264	41.264
Caja Disponible para Accionistas		0	0	0	205.167	43.479	80.251	70.457	48.830	33.541	37.949	22.399	18.875	19.925	20.989	22.063	23.149	24.246
Servicio de la Deuda Subordinada		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos		0	0	0	205.167	0	0	0	0	0	9.761	22.399	18.875	19.925	20.989	22.063	23.149	24.246
Ratios Representativos																		
Resumen Cuenta de Explotación		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
EBITDA / Ingresos		--	--	--	97%	76%	75%	75%	75%	75%	76%	76%	76%	76%	76%	76%	77%	77%
EBIT / Ingresos		--	--	--	65%	-255%	-197%	-86%	-55%	-10%	52%	72%	72%	73%	73%	73%	73%	73%
Beneficio Neto / Ingresos		--	--	--	67%	-219%	-175%	-93%	-68%	-43%	12%	28%	30%	31%	32%	34%	35%	31%
Ratios Proyecto		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
7,3%	TIR de Proyecto	--	--	--	--	--	--	--	--	-12,1%	-8,8%	-6,5%	-4,8%	-3,2%	-1,9%	-0,8%	0,2%	1,0%
9,6%	TIR del Equity	--	--	--	--	--	-15,1%	-8,1%	-4,5%	-2,4%	-0,4%	0,6%	1,4%	2,1%	2,7%	3,3%	3,9%	4,4%
5,7%	TIR de Accionistas	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
5,8%	Coste Préstamos	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iNUM!	#iDIV/0!	#iNUM!	#iNUM!	-7,1%	-4,8%	-3,0%	-1,5%	-0,3%	0,6%
Deuda Senior ÷ (Deuda Senior + Fondos Propios)		34%	34%	34%	41%	47%	54%	59%	63%	66%	65%	64%	63%	61%	59%	57%	55%	53%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda					10,59	2,05	2,94	2,71	2,18	1,65	1,92	1,54	1,46	1,48	1,51	1,53	1,56	1,59
Loan Life Cover Ratio					2,29	1,98	1,96	1,85	1,76	1,71	1,66	1,62	1,62	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

Resumen Cuenta de Explotación, en Miles de Euros		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Ingresos		104.152	106.489	108.878	111.321	113.819	116.373	119.184	122.163	125.217	128.348	131.556	131.556	131.556	131.556	131.556	1.510.161
EBITDA (Bº Antes de Intereses, Impuestos y Amortizaciones)		80.032	81.975	83.961	85.991	88.065	90.183	92.438	94.847	97.317	99.848	102.443	102.443	102.443	102.443	102.443	1.481.047
EBIT (Bº Antes de Intereses e Impuestos)		76.720	79.775	83.417	85.991	88.065	90.183	92.438	94.847	97.317	99.848	102.443	102.443	102.443	102.443	102.443	1.481.047
Beneficio Neto		33.478	36.190	39.324	41.857	44.145	46.533	49.081	51.808	54.659	57.643	60.766	62.385	63.645	63.645	63.645	920.130
Resumen Balance de Situación, en Miles de Euros		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Fondos Propios		302.869	318.714	337.360	358.420	381.238	405.721	431.953	460.056	490.202	522.539	557.223	594.227	600.591	606.956	613.320	622.195
Deuda Senior		312.927	293.230	272.129	249.525	225.312	199.373	171.588	141.823	109.938	75.783	39.194	0	0	0	0	0
Saldo en Caja y Bancos		441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	448.945	455.310	461.674	992.668
Fondo de Maniobra		-20.409	-22.061	-23.972	-25.516	-26.911	-28.367	-29.920	-31.582	-33.320	-35.139	-37.043	-38.030	-38.798	-38.798	-38.798	-560.917
Resumen Generación de Caja, en Miles de Euros		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Caja para el Servicio de la Deuda		60.849	61.609	61.942	62.061	62.591	63.314	64.113	64.969	65.776	66.570	67.346	65.442	64.413	63.645	63.645	1.442.249
Servicio de la Deuda		41.264	41.264	41.264	41.264	41.264	41.264	41.264	41.264	41.264	41.264	41.264	40.060	0	0	0	0
Caja Disponible para Accionistas		19.585	20.345	20.678	20.797	21.327	22.050	22.849	23.705	24.513	25.306	26.082	25.382	64.413	63.645	63.645	1.442.249
Servicio de la Deuda Subordinada		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos		19.585	20.345	20.678	20.797	21.327	22.050	22.849	23.705	24.513	25.306	26.082	25.382	57.280	57.280	57.280	911.256
Ratios Representativos																	
Resumen Cuenta de Explotación		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
EBITDA / Ingresos		77%	77%	77%	77%	77%	77%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	98%
EBIT / Ingresos		74%	75%	77%	77%	77%	77%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	78%	98%
Beneficio Neto / Ingresos		32%	34%	36%	38%	39%	40%	41%	42%	44%	45%	46%	47%	48%	48%	48%	61%
Ratios Proyecto		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
7,3%	TIR de Proyecto	1,6%	2,2%	2,7%	3,1%	3,5%	3,9%	4,2%	4,5%	4,7%	5,0%	5,2%	5,4%	5,5%	5,7%	5,8%	7,3%
9,6%	TIR del Equity	4,7%	5,1%	5,4%	5,6%	5,8%	6,1%	6,3%	6,4%	6,6%	6,8%	6,9%	7,0%	7,3%	7,5%	7,7%	9,6%
5,7%	TIR de Accionistas	--	--	--	--	--	--	--	-1,9%	-1,5%	-1,0%	-0,6%	-0,3%	0,3%	0,9%	1,3%	5,7%
5,8%	Coste Préstamos	1,4%	2,1%	2,7%	3,3%	3,7%	4,1%	4,5%	4,8%	5,1%	5,4%	5,6%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
Deuda Senior ÷ (Deuda Senior + Fondos Propios)		51%	48%	45%	41%	37%	33%	28%	24%	18%	13%	7%	0%	0%	0%	0%	0%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda		1,47	1,49	1,50	1,50	1,52	1,53	1,55	1,57	1,59	1,61	1,63	1,59				
Loan Life Cover Ratio		1,62	1,63	1,64	1,65	1,66	1,67	1,68	1,69	1,70	1,71	4,78					

Proyecto: Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento	TIR de Proyecto	7,3%	Coste	m€ VAN de Proyecto	191.870	RCSD mínimo	1,46	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	58%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR del Equity	9,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	127.547	RCSD medio	2,07	LLCR medio	1,84	% Equity medio	69%
Fecha: 05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR de Accionistas	5,7%	5,8%	m€ VAN de Accionistas	-136.633	RCSD máximo	10,59	LLCR máximo	4,78	% Equity máximo	94%

Cuenta de Pérdidas y Ganancias		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
+	Resultado de Explotación	23.734	11.677	21.675	241.504	-199.335	-157.265	-70.472	-45.624	-8.640	45.376	64.222	65.894	67.603	69.349	71.133	72.955	74.817
	+ Importe Neto Cifra de Negocios	0	0	0	370.827	78.053	79.805	81.595	83.426	85.297	87.212	89.168	91.169	93.214	95.306	97.444	99.631	101.866
	+ Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	23.734	11.677	21.675	5.903	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Imputación de Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- Aprovisionamientos	0	0	0	1.558	2.379	2.438	2.499	2.562	2.626	2.691	2.759	2.828	2.898	2.971	3.045	3.121	3.199
	- Gastos de Personal	0	0	0	3.883	5.929	6.078	6.230	6.385	6.545	6.709	6.876	7.048	7.224	7.405	7.590	7.780	7.974
	- Otros Gastos de Explotación	0	0	0	6.328	10.515	11.597	11.673	11.751	11.832	11.915	12.000	12.087	12.177	12.270	12.365	12.463	12.564
	- Amortización del Inmovilizado	0	0	0	123.457	258.564	216.957	131.665	108.352	72.935	20.521	3.311	3.311	3.311	3.311	3.311	3.311	3.311
+	Resultado Financiero	-23.734	-11.677	-21.675	-17.954	-33.704	-33.169	-32.595	-31.981	-41.428	-30.617	-29.862	-29.053	-28.186	-27.258	-26.263	-25.198	-24.056
	+ Ingresos Financieros	0	0	0	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	- Gastos Financieros	23.734	11.677	21.675	17.954	33.746	33.211	32.637	32.023	41.471	30.659	29.904	29.095	28.228	27.300	26.305	25.240	24.098
=	Resultado Antes de Impuestos	0	0	0	223.550	-233.039	-190.433	-103.067	-77.605	-50.069	14.759	34.360	36.842	39.417	42.092	44.870	47.758	50.761
	- Impuesto de Sociedades	0	0	0	-25.471	-61.781	-50.486	-27.324	-20.574	-13.274	3.913	9.109	9.767	10.450	11.159	11.895	12.661	19.225
=	Resultado del Ejercicio	0	0	0	249.021	-171.258	-139.947	-75.743	-57.031	-36.795	10.846	25.251	27.075	28.967	30.933	32.974	35.096	31.536
	- Reserva Legal	0	0	0	24.902	0	0	0	0	0	1.085	2.525	2.707	2.897	3.093	3.297	3.510	3.154
	- Distribución de Dividendos	0	0	0	205.167	0	0	0	0	0	9.761	22.399	18.875	19.925	20.989	22.063	23.149	24.246

Balance de Situación		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
+	Activo No Corriente	126.914	580.245	1.015.062	1.029.876	771.311	554.355	422.690	314.338	241.403	220.882	217.570	214.259	210.948	207.637	204.326	201.015	197.703
	+ Inmovilizado Intangible	23.734	35.411	57.086	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988
	+ Inmovilizado Material	103.180	544.834	957.977	965.683	707.119	490.162	358.497	250.146	177.210	156.689	153.378	150.067	146.756	143.445	140.133	136.822	133.511
	+ Inversiones Financieras	0	0	0	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204
+	Activo Corriente	0	0	0	137.067	180.546	260.797	331.254	380.084	413.625	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813
	+ Deudores Comerciales y Cuentas a Cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Efectivo y Otros Activos Líquidos Equivalentes	0	0	0	137.067	180.546	260.797	331.254	380.084	413.625	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813
=	Total Balance	126.914	580.245	1.015.062	1.166.942	951.857	815.152	753.944	694.422	655.028	662.694	659.383	656.072	652.761	649.450	646.139	642.827	639.516
-	Patrimonio Neto	83.763	382.962	669.941	708.478	537.220	397.273	321.531	264.500	227.705	228.789	231.641	239.841	248.883	258.827	269.738	281.685	288.976
	+ Patrimonio Neto Sociedad Dominante	83.763	382.962	669.941	708.478	537.220	397.273	321.531	264.500	227.705	228.789	231.641	239.841	248.883	258.827	269.738	281.685	288.976
-	Pasivo No Corriente	43.151	197.283	345.121	483.935	476.417	468.364	459.738	450.496	440.597	429.992	418.633	406.464	393.428	379.464	364.505	348.481	331.316
	+ Deudas a Largo Plazo	43.151	197.283	345.121	483.935	476.417	468.364	459.738	450.496	440.597	429.992	418.633	406.464	393.428	379.464	364.505	348.481	331.316
	+ Deudas con Empresas Grupo y Asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Acreedores Comerciales No Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Pasivo Corriente	0	0	0	-25.471	-61.781	-50.486	-27.324	-20.574	-13.274	3.913	9.109	9.767	10.450	11.159	11.895	12.661	19.225
	+ Acreedores Comerciales y Cuentas a Pagar	0	0	0	-25.471	-61.781	-50.486	-27.324	-20.574	-13.274	3.913	9.109	9.767	10.450	11.159	11.895	12.661	19.225

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

Cuenta de Pérdidas y Ganancias	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
+ Resultado de Explotación	76.720	79.775	83.417	85.991	88.065	90.183	92.438	94.847	97.317	99.848	102.443	102.443	102.443	102.443	102.443	1.481.047
+ Importe Neto Cifra de Negocios	104.152	106.489	108.878	111.321	113.819	116.373	119.184	122.163	125.217	128.348	131.556	131.556	131.556	131.556	131.556	1.510.161
+ Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Imputación de Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Aprovisionamientos	3.279	3.361	3.445	3.531	3.620	3.710	3.803	3.898	3.995	4.095	4.198	4.198	4.198	4.198	4.198	4.198
- Gastos de Personal	8.174	8.378	8.588	8.802	9.022	9.248	9.479	9.716	9.959	10.208	10.463	10.463	10.463	10.463	10.463	10.463
- Otros Gastos de Explotación	12.668	12.774	12.884	12.997	13.112	13.232	13.464	13.702	13.947	14.197	14.453	14.453	14.453	14.453	14.453	14.453
- Amortización del Inmovilizado	3.311	2.200	544	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Resultado Financiero	-22.834	-21.524	-20.121	-18.618	-17.008	-15.284	-13.436	-11.457	-9.337	-7.066	-4.633	-2.027	0	0	0	0
+ Ingresos Financieros	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	0	0	0	0
- Gastos Financieros	22.876	21.566	20.163	18.660	17.050	15.326	13.478	11.499	9.379	7.108	4.676	2.070	0	0	0	0
= Resultado Antes de Impuestos	53.887	58.251	63.296	67.373	71.057	74.899	79.001	83.390	87.979	92.782	97.810	100.416	102.443	102.443	102.443	1.481.047
- Impuesto de Sociedades	20.409	22.061	23.972	25.516	26.911	28.367	29.920	31.582	33.320	35.139	37.043	38.030	38.798	38.798	38.798	560.917
= Resultado del Ejercicio	33.478	36.190	39.324	41.857	44.145	46.533	49.081	51.808	54.659	57.643	60.766	62.385	63.645	63.645	63.645	920.130
- Reserva Legal	3.348	3.619	3.932	4.186	4.415	4.653	4.908	5.181	5.466	5.764	6.077	6.239	6.364	6.364	6.364	8.875
- Distribución de Dividendos	19.585	20.345	20.678	20.797	21.327	22.050	22.849	23.705	24.513	25.306	26.082	25.382	57.280	57.280	57.280	911.256

Balance de Situación	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
+ Activo No Corriente	194.392	192.192	191.648	191.648	191.648	191.648	191.648	191.648	191.648	191.648	191.648	190.444	190.444	190.444	190.444	190.444
+ Inmovilizado Intangible	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988	62.988
+ Inmovilizado Material	130.200	128.000	127.456	127.456	127.456	127.456	127.456	127.456	127.456	127.456	127.456	127.456	127.456	127.456	127.456	127.456
+ Inversiones Financieras	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	0	0	0	0	0
+ Activo Corriente	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	448.945	455.310	461.674	992.668
+ Deudores Comerciales y Cuentas a Cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Efectivo y Otros Activos Líquidos Equivalentes	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	441.813	448.945	455.310	461.674	992.668
= Total Balance	636.205	634.005	633.461	633.461	633.461	633.461	633.461	633.461	633.461	633.461	633.461	632.257	639.389	645.754	652.118	1.183.112
- Patrimonio Neto	302.869	318.714	337.360	358.420	381.238	405.721	431.953	460.056	490.202	522.539	557.223	594.227	600.591	606.956	613.320	622.195
+ Patrimonio Neto Sociedad Dominante	302.869	318.714	337.360	358.420	381.238	405.721	431.953	460.056	490.202	522.539	557.223	594.227	600.591	606.956	613.320	622.195
- Pasivo No Corriente	312.927	293.230	272.129	249.525	225.312	199.373	171.588	141.823	109.938	75.783	39.194	0	0	0	0	0
+ Deudas a Largo Plazo	312.927	293.230	272.129	249.525	225.312	199.373	171.588	141.823	109.938	75.783	39.194	0	0	0	0	0
+ Deudas con Empresas Grupo y Asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Acreedores Comerciales No Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Pasivo Corriente	20.409	22.061	23.972	25.516	26.911	28.367	29.920	31.582	33.320	35.139	37.043	38.030	38.798	38.798	38.798	560.917
+ Acreedores Comerciales y Cuentas a Pagar	20.409	22.061	23.972	25.516	26.911	28.367	29.920	31.582	33.320	35.139	37.043	38.030	38.798	38.798	38.798	560.917

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento	TIR de Proyecto	7,3%	Coste	m€ VAN de Proyecto	191.870	RCSD mínimo	1,46	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	58%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR del Equity	9,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	127.547	RCSD medio	2,07	LLCR medio	1,84	% Equity medio	69%
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR de Accionistas	5,7%		m€ VAN de Accionistas	-136.633	RCSD máximo	10,59	LLCR máximo	4,78	% Equity máximo	94%

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento	
Valores Técnicos:	Garantizados	
Fecha:	05-08-09	Según Modelo 05-08-2009

Estado de Flujos de Efectivo		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
+	Por Actividades de Explotación	37.973	40.043	41.779	43.401	45.541	47.988	50.635	53.470	56.397	59.462	62.670	63.372	64.413	63.645	63.645	1.442.249
	+ Resultado Antes de Impuestos	53.887	58.251	63.296	67.373	71.057	74.899	79.001	83.390	87.979	92.782	97.810	100.416	102.443	102.443	102.443	1.481.047
	+ Ajustes al Resultado	3.311	2.200	544	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- Cambios en el Capital Corriente	-1.184	-1.653	-1.911	-1.544	-1.395	-1.455	-1.554	-1.662	-1.738	-1.819	-1.904	-987	-768	0	0	-522.119
	+ Otros Flujos de Actividades de Explotación	-20.409	-22.061	-23.972	-25.516	-26.911	-28.367	-29.920	-31.582	-33.320	-35.139	-37.043	-38.030	-38.798	-38.798	-38.798	-560.917
-	Por Actividades de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Por Actividades de Financiación	-37.973	-40.043	-41.779	-43.401	-45.541	-47.988	-50.635	-53.470	-56.397	-59.462	-62.670	-63.372	-57.280	-57.280	-57.280	-911.256
	+ Cobros y Pagos por Instrumento de Patrimonio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Cobros y Pagos por Instrumentos de Pasivo Financiero	-18.388	-19.698	-21.101	-22.604	-24.214	-25.938	-27.786	-29.765	-31.885	-34.156	-36.588	-37.991	0	0	0	0
	- Dividendos y Remuneración Instrumentos Patrimonio	19.585	20.345	20.678	20.797	21.327	22.050	22.849	23.705	24.513	25.306	26.082	25.382	57.280	57.280	57.280	911.256
=	Aumento / Disminución de Efectivo o Equivalentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.132	6.364	6.364	530.993
Fondos Propios / Total Fondos		68%	69%	71%	73%	75%	77%	79%	82%	86%	90%	94%	100%	100%	100%	100%	100%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda		1,47	1,49	1,50	1,50	1,52	1,53	1,55	1,57	1,59	1,61	1,63	1,59				
Loan Life Cover Ratio		1,62	1,63	1,64	1,65	1,66	1,67	1,68	1,69	1,70	1,71	4,78					

[illegible]

Rentabilidad de los Capitales Propios		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
+	Fondos Generados Por Actividades de Explotación	37.973	40.043	41.779	43.401	45.541	47.988	50.635	53.470	56.397	59.462	62.670	63.372	64.413	63.645	63.645	1.071.776
	+ Resultado Antes de Impuestos	53.887	58.251	63.296	67.373	71.057	74.899	79.001	83.390	87.979	92.782	97.810	100.416	102.443	102.443	102.443	1.481.047
	+ Ajustes al Resultado	3.311	2.200	544	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- Cambios en el Capital Corriente	-1.184	-1.653	-1.911	-1.544	-1.395	-1.455	-1.554	-1.662	-1.738	-1.819	-1.904	-987	-768	0	0	-522.119
	+ Otros Flujos de Actividades de Explotación	-20.409	-22.061	-23.972	-25.516	-26.911	-28.367	-29.920	-31.582	-33.320	-35.139	-37.043	-38.030	-38.798	-38.798	-38.798	-931.390
-	Por Actividades de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Por Actividades de Financiación	-18.388	-19.698	-21.101	-22.604	-24.214	-25.938	-27.786	-29.765	-31.885	-34.156	-36.588	-37.991	0	0	0	0
	+ Cobros y Pagos por Instrumento de Patrimonio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Cobros y Pagos por Instrumentos de Pasivo Financiero	-18.388	-19.698	-21.101	-22.604	-24.214	-25.938	-27.786	-29.765	-31.885	-34.156	-36.588	-37.991	0	0	0	0
=	Caja Generada Capitales Propios	19.585	20.345	20.678	20.797	21.327	22.050	22.849	23.705	24.513	25.306	26.082	25.382	64.413	63.645	63.645	1.071.776
	9,6%	TIR de Capitales Propios		4,7%	5,1%	5,4%	5,6%	5,8%	6,1%	6,3%	6,4%	6,6%	6,8%	6,9%	7,0%	7,3%	7,5%
	127.547	VAN de Capitales Propios		-44.334	-37.880	-31.727	-25.920	-20.333	-14.914	-9.646	-4.518	457	5.276	9.935	14.190	24.319	33.708
	7,29%	Ke															

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento	TIR de Proyecto	7,3%	Coste	m€ VAN de Proyecto	191.870	RCSD mínimo	1,46	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	58%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR del Equity	9,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	127.547	RCSD medio	2,07	LLCR medio	1,84	% Equity medio	69%
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR de Accionistas	5,7%		m€ VAN de Accionistas	-136.633	RCSD máximo	10,59	LLCR máximo	4,78	% Equity máximo	94%

Fecha: 05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

Criterio informe del BCG con corrección % Fondos																		
A-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Ajenos	0	0	0	22.393	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361
B-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Propios	0	0	0	77.791	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893
C-	Costes de O&M a recuperar	0	0	0	11.768	18.823	20.113	20.402	20.698	21.002	21.314	21.635	21.963	22.300	22.646	23.001	23.364	23.738
D-	m€a Recuperar	0	0	0	111.953	168.078	169.367	169.656	169.953	170.257	170.569	170.889	171.218	171.555	171.901	172.255	172.619	172.992
E-	Venta de Electricidad	0,00	0,00	0,00	484,07	719,96	718,16	716,36	714,57	712,78	711,00	709,22	707,45	705,68	703,92	702,16	700,40	698,65
F-	WACC para VAN	12,28%	12,28%	12,28%	12,28%	12,32%	12,37%	12,42%	12,47%	12,53%	12,59%	12,66%	12,73%	12,80%	12,88%	12,97%	13,06%	13,16%
= €/ MWh		240,10																

Criterio informe del BCG con corrección % Fondos																	
A-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Ajenos	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	33.361	0	0	0	0
B-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Propios	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893	115.893
C-	Costes de O&M a recuperar	24.121	24.514	24.917	25.330	25.754	26.190	26.746	27.316	27.901	28.500	29.113	29.113	29.113	29.113	29.113	29.113
D-	m€a Recuperar	173.375	173.768	174.171	174.585	175.009	175.444	176.001	176.571	177.156	177.754	178.368	178.368	145.007	145.007	145.007	145.007
E-	Venta de Electricidad	696,91	695,16	693,42	691,69	689,96	688,24	687,67	687,67	687,67	687,67	687,67	687,67	687,67	687,67	687,67	687,67
F-	WACC para VAN	13,26%	13,38%	13,50%	13,63%	13,76%	13,91%	14,07%	14,24%	14,42%	14,61%	14,82%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%
= €/ MWh		240,10															

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento	TIR de Proyecto	7,3%	Coste	m€ VAN de Proyecto	191.870	RCSD mínimo	1,46	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	58%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR del Equity	9,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	127.547	RCSD medio	2,07	LLCR medio	1,84	% Equity medio	69%
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR de Accionistas	5,7%		m€ VAN de Accionistas	-136.633	RCSD máximo	10,59	LLCR máximo	4,78	% Equity máximo	94%

01.- Perfil del Negocio SIN Financiación

[illegible][illegible]

Fecha: 05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

01.- Perfil del Negocio SIN Financiación

IRR	7,30%
-----	-------

IRR	7,30%
-----	-------

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento	TIR de Proyecto	7,3%	Coste	m€ VAN de Proyecto	191.870	RCSD mínimo	1,46	LLCR mínimo	1,62	% Equity mínimo	58%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR del Equity	9,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	127.547	RCSD medio	2,07	LLCR medio	1,84	% Equity medio	69%
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009	TIR de Accionistas	5,7%		m€ VAN de Accionistas	-136.633	RCSD máximo	10,59	LLCR máximo	4,78	% Equity máximo	94%

02.- Perfil del Equity

[illegible]

[illegible]

Proyecto:	Cogentrix TOD - SCE. Sin Almacenamiento
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	05-08-09 Según Modelo 05-08-2009

[illegible]

ANEXO V.

PLAN DE NEGOCIO DE LA CENTRAL TERMOSOLAR CILINDRO PARABÓLICA
SIN ALMACENAMIENTO TÉRMICO DE 100 MW
LOCALIZACIÓN: EMIRATOS ÁRABES UNIDOS

Proyecto:	Shams
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	13-03-09 Según Última Oferta Presentada

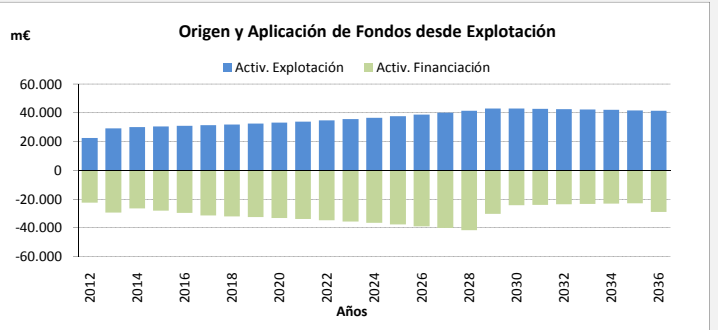
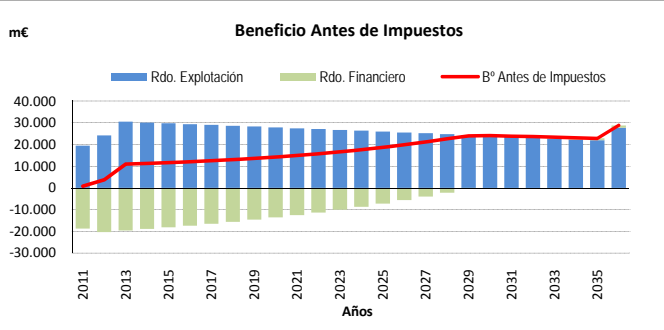
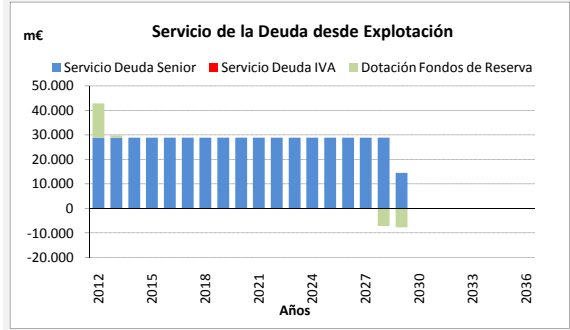
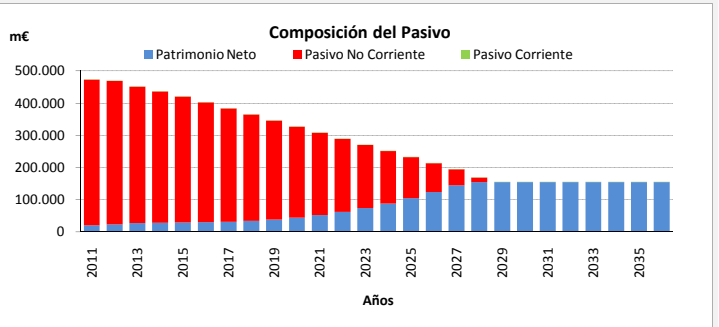
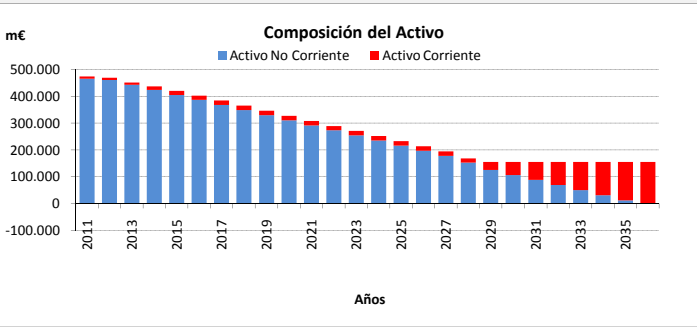
01-07-09	Inicio Construcción
26	Meses de Construcción
25	Años de Explotación
20	Años Vida Deuda Senior
6	Meses Periodo de Gracia 1ª Devolución
2	Número de Cuotas a Pagar en el Año
100,00%	% Años Vida Deuda Senior bajo Swap
75,00%	% Tipo Deuda Senior bajo Swap
60,00%	Deuda Senior como % de las Necesidades de Fondos
0,00%	Fee Estructuración
1,00%	Fee de Compromiso
21	m€ Comisión de Agencia Anual
0	m€ Coste de Asesorios Anual
2,75%	Margen Interés en Construcción
2,75%	Margen Interés en Explotación
5,00%	Tipo de Interés Swap
1,20	RCSD mínimo para reparto de Dividendos
50,00%	Reserva Servicio de la Deuda

TIR Proyecto	8,4%	Coste	m€ VAN de Proyecto	34.844	RCSD mínimo	1,48	LLCR mínimo	1,81	% Equity mínimo	40%
TIR Capitales Propios	8,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	30.743	RCSD medio	1,69	LLCR medio	2,25	% Equity medio	58%
TIR Dividendos	8,1%	8,2%	m€ VAN de Accionistas	17.749	RCSD máximo	3,01	LLCR máximo	6,08	% Equity máximo	100%

Inversiones	m€	Amortización	IVA	Días Pago	Gastos Construcción	m€	IVA	Días Pago	Gastos Fijos	m€	IVA	Días Pago
Terrenos	0				Personal				Personal			30
EPC	409.374	25			GDC 02				Origen Local	1.772		30
Gastos de la Propiedad	9.295	25			GDC 03				Origen Extranjero	5.080		30
Gastos ADFEC	7.694	25			GDC 04				GDC 04			
Gastos Previos	6.401	25			GDC 05				GDC 05			
Mobilisation Expenses	2.723	25			GDC 06				GDC 06			
Seguros	2.252	25			GDC 07				GDC 07			
Working Capital	3.153	25			GDC 08				GDC 08			
Gastos Fijos	4.091	25			GDC 09				GDC 09			
Gastos Variables	498	25			GDC 10				GDC 10			

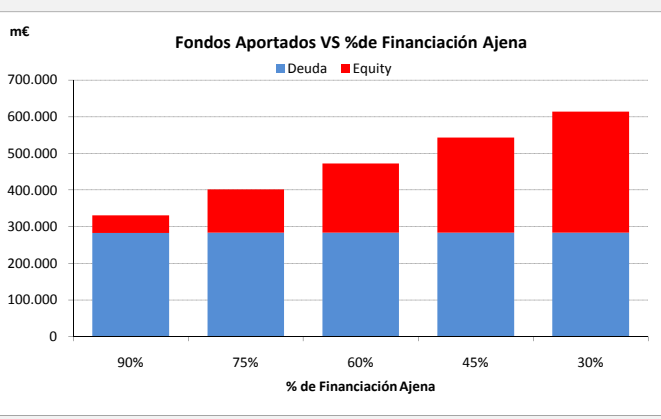
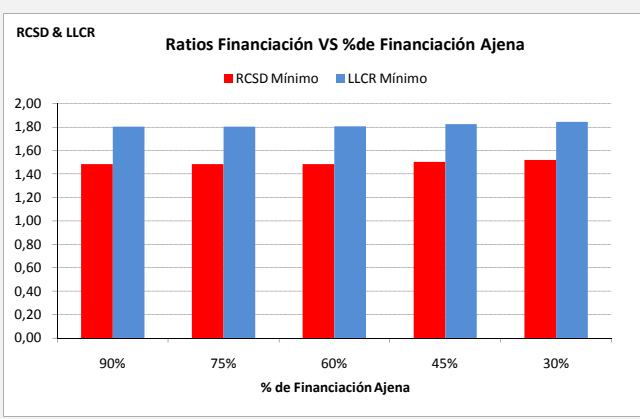
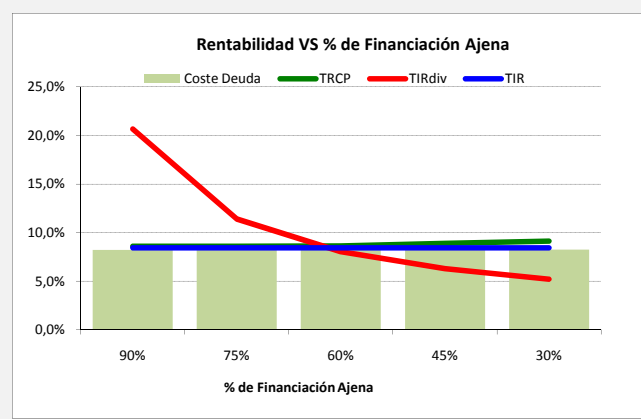
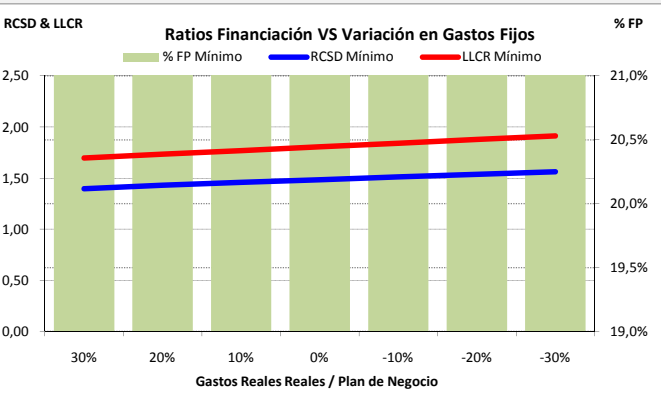
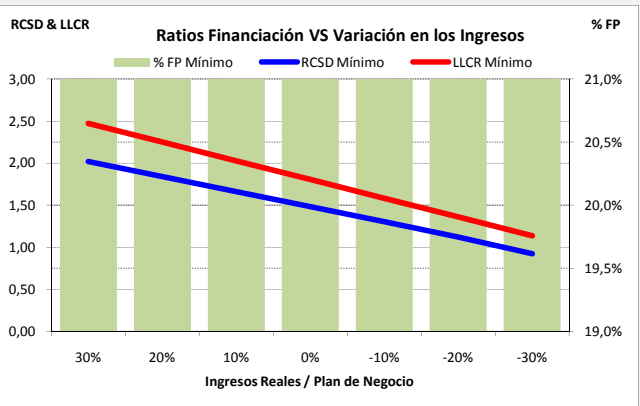
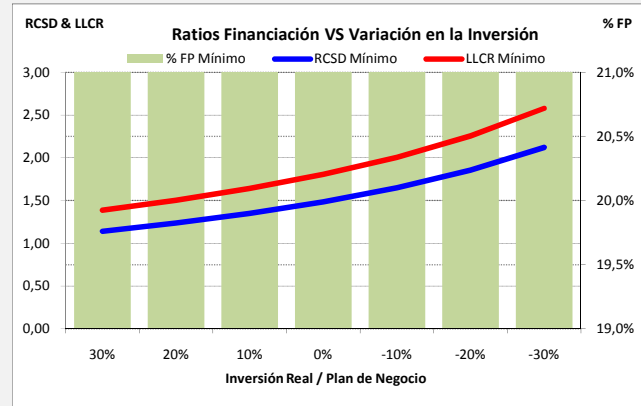
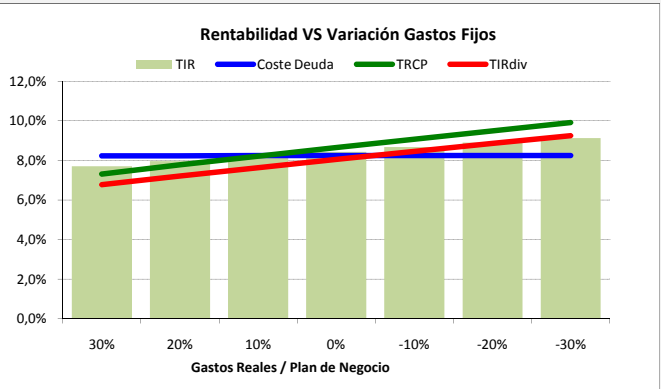
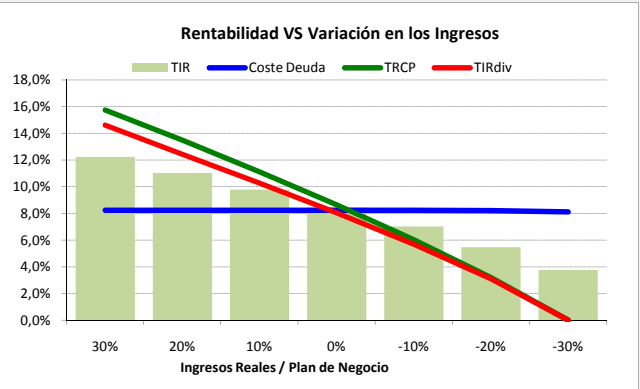
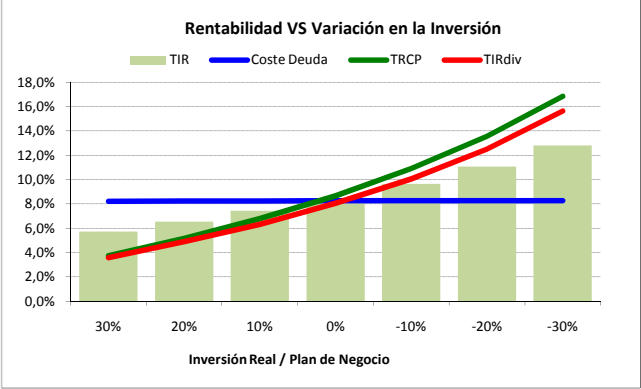
Ingresos Operación	Unidades	Precios	IVA	Días Cobro	Gastos Variables	Unidades	Precios	IVA	Días Pago
Recuperación Inversión	241,477	GWh	202,935	€/MWh	30	Gas Natural	585,790	m€	1,000
Origen Local	241,477	GWh	24,163	€/MWh	30	Agua	80,206	m€	1,000
Origen Extranjero	241,477	GWh	9,013	€/MWh	30	Origen Local	202,439	m€	1,000
Gas Natural	241,477	GWh	2,664	€/MWh	30	Origen Extranjero	210,702	m€	1,000
Agua	241,477	GWh	0,364	€/MWh	30	GV 05			

441.491	Inversiones
0	Gastos durante Construcción
30.928	Gastos Intercalarios
0	Working Capital
472.419	Necesidades de Fondos
0	IVA durante la Construcción
472.419	Total Fondos Necesarios
188.968	Equity (40,0% s/Necesidades de Fondos)
283.452	Deuda Senior (60,0% s/Necesidades de Fondos)
472.419	Orígenes de Fondos
0	Línea IVA
472.419	Total Orígenes de Fondos



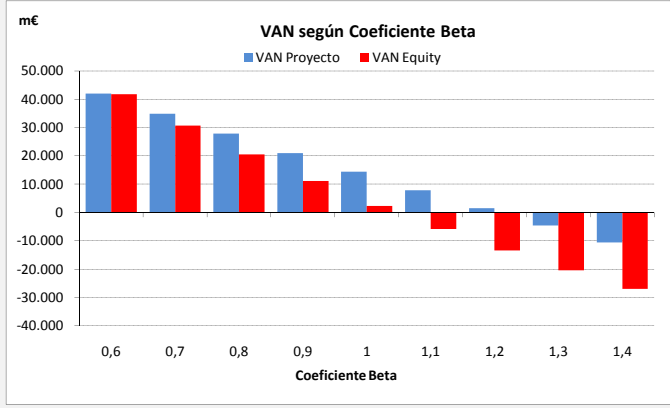
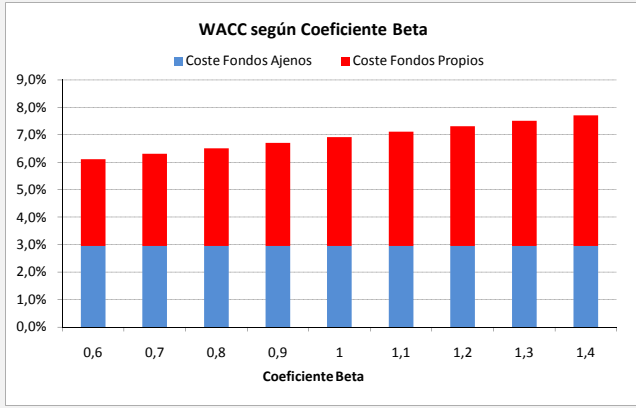
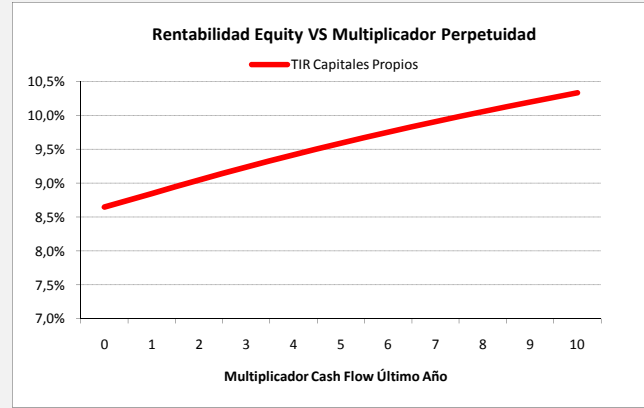
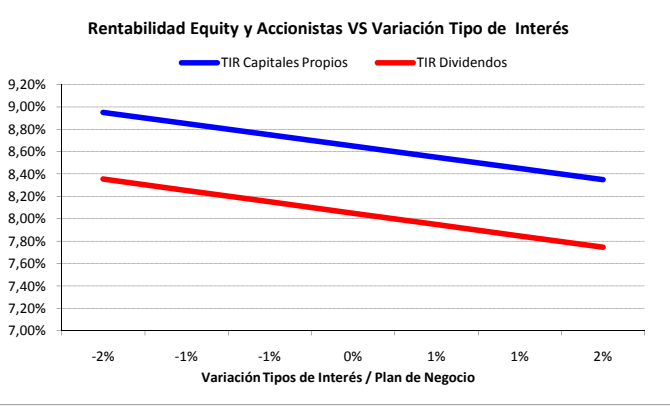
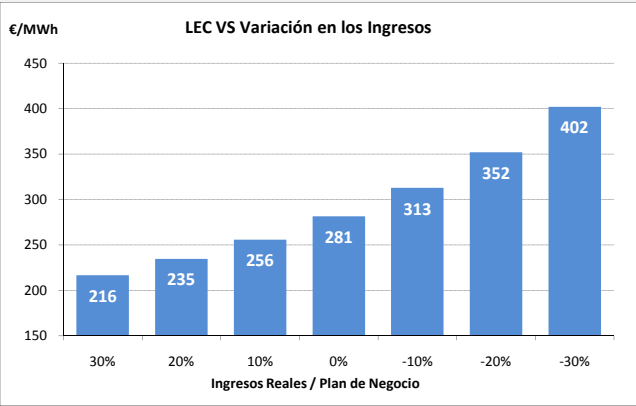
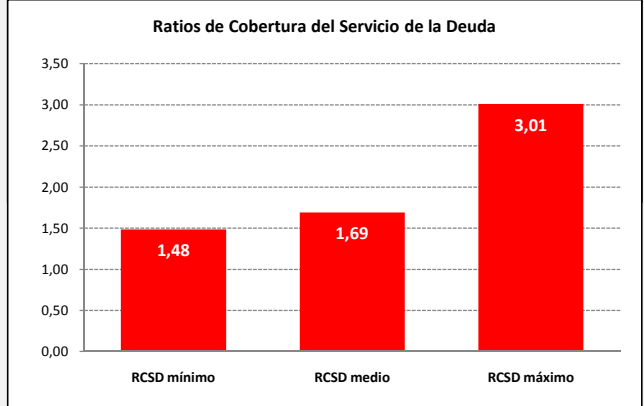
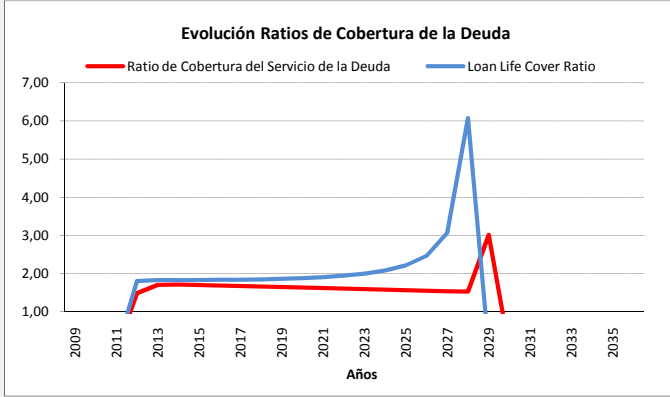
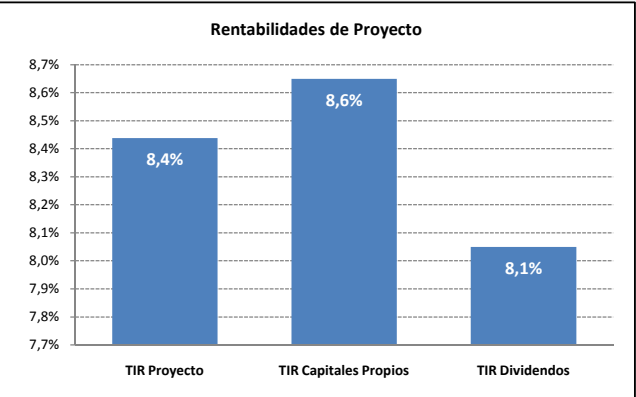
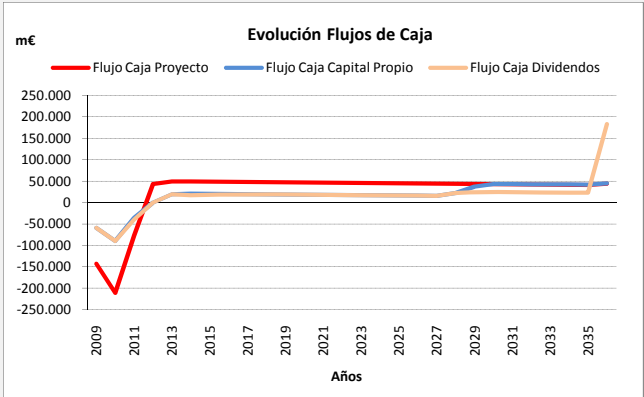
Proyecto:	Shams
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	13-03-09 Según Última Oferta Presentada

TIR Proyecto	8,4%	Coste	m€ VAN de Proyecto	34.844	RCSD mínimo	1,48	LLCR mínimo	1,81	% Equity mínimo	40%
TIR Capitales Propios	8,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	30.743	RCSD medio	1,69	LLCR medio	2,25	% Equity medio	58%
TIR Dividendos	8,1%	8,2%	m€ VAN de Accionistas	17.749	RCSD máximo	3,01	LLCR máximo	6,08	% Equity máximo	100%



Proyecto:	Shams
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	13-03-09 Según Última Oferta Presentada

TIR Proyecto	8,4%	Coste	m€ VAN de Proyecto	34.844	RCSD mínimo	1,48	LLCR mínimo	1,81	% Equity mínimo	40%
TIR Capitales Propios	8,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	30.743	RCSD medio	1,69	LLCR medio	2,25	% Equity medio	58%
TIR Dividendos	8,1%		m€ VAN de Accionistas	17.749	RCSD máximo	3,01	LLCR máximo	6,08	% Equity máximo	100%



Proyecto: Shams	TIR Proyecto	8,4%	Coste	m€ VAN de Proyecto	34.844	RCSD mínimo	1,48	LLCR mínimo	1,81	% Equity mínimo	40%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	8,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	30.743	RCSD medio	1,69	LLCR medio	2,25	% Equity medio	58%
Fecha: 13-03-09 Según Última Oferta Presentada	TIR Dividendos	8,1%		m€ VAN de Accionistas	17.749	RCSD máximo	3,01	LLCR máximo	6,08	% Equity máximo	100%

Resumen Cuenta de Explotación, en Miles de Euros	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	0	0	16.115	51.743	58.472	58.364	58.260	58.168	58.084	58.006	57.928	57.868	57.815	57.767	57.717	57.690	57.671
EBITDA (Bº Antes de Intereses, Impuestos y Amortizaciones)	0	0	13.318	43.064	49.402	49.030	48.657	48.284	47.909	47.534	47.156	46.778	46.398	46.017	45.633	45.247	44.859
EBIT (Bº Antes de Intereses e Impuestos)	5.837	12.639	19.455	24.167	30.506	30.134	29.761	29.387	29.013	28.637	28.260	27.881	27.502	27.120	26.736	26.350	25.962
Beneficio Neto	0	0	750	3.774	10.945	11.256	11.630	12.048	12.512	13.026	13.604	14.251	14.972	15.773	16.659	17.637	18.713
Resumen Balance de Situación, en Miles de Euros	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Fondos Propios	5.957	14.915	19.647	23.421	26.751	27.877	29.040	30.245	31.496	34.148	38.392	44.336	52.138	61.902	73.783	87.928	104.535
Deuda Senior	89.356	223.728	283.452	275.006	265.938	256.199	245.743	234.514	222.456	209.509	195.605	180.676	164.644	147.429	128.943	109.093	87.778
Saldo en Caja y Bancos	0	0	3.791	3.791	3.791	7.614	10.276	11.705	11.777	11.777	11.777	11.777	11.777	11.777	11.777	11.777	11.777
Fondo de Maniobra	0	0	3.275	3.530	4.060	4.030	3.999	3.958	3.938	3.907	3.876	3.834	3.814	3.782	3.751	3.709	3.687
Resumen Generación de Caja, en Miles de Euros	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Caja para el Servicio de la Deuda	-143.089	-211.315	-77.044	42.837	49.110	49.313	48.969	48.626	48.241	47.877	47.500	47.132	46.731	46.360	45.976	45.601	45.193
Servicio de la Deuda	5.648	12.639	18.705	42.837	29.819	28.868	28.869	28.869	28.870	28.871	28.871	28.872	28.873	28.874	28.875	28.876	28.877
Caja Disponible para Accionistas	0	0	0	0	19.291	20.445	20.100	19.757	19.371	19.006	18.628	18.260	17.858	17.486	17.102	16.725	16.316
Servicio de la Deuda Subordinada	0	0	0	0	11.676	6.492	6.971	7.486	8.038	8.632	9.269	9.953	10.688	11.477	12.324	13.233	14.210
Dividendos	0	0	0	0	7.615	10.131	10.467	10.843	11.261	10.374	9.359	8.307	7.170	6.010	4.778	3.492	2.106
Ratios Representativos																	
Resumen Cuenta de Explotación	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EBITDA / Ingresos	--	--	83%	83%	84%	84%	84%	83%	82%	82%	81%	81%	80%	80%	79%	78%	78%
EBIT / Ingresos	--	--	121%	47%	52%	52%	51%	51%	50%	49%	49%	48%	48%	47%	46%	46%	45%
Beneficio Neto / Ingresos	--	--	5%	7%	19%	19%	20%	21%	22%	22%	23%	25%	26%	27%	29%	31%	32%
Ratios Proyecto	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
8,4% TIR Proyecto	--	--	--	--	--	--	--	-12,9%	-8,2%	-4,8%	-2,2%	-0,2%	1,4%	2,7%	3,7%	4,5%	5,2%
8,6% TIR Capitales Propios	--	--	--	--	--	--	--	--	-11,3%	-7,6%	-4,8%	-2,7%	-1,0%	0,4%	1,4%	2,3%	3,0%
8,1% TIR Dividendos	--	--	--	--	--	--	--	--	-13,0%	-9,0%	-6,0%	-3,7%	-1,9%	-0,5%	0,7%	1,6%	2,4%
8,2% Coste Préstamos	#¡NUM!	#¡NUM!	#¡NUM!	#¡NUM!	#¡NUM!	#¡NUM!	-16,4%	-10,3%	-5,9%	-2,6%	-0,2%	1,7%	3,2%	4,4%	5,4%	6,2%	6,9%
Deuda Senior ÷ (Deuda Senior + Fondos Propios)	94%	94%	94%	92%	91%	90%	89%	89%	88%	86%	84%	80%	76%	70%	64%	55%	46%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda				1,48	1,70	1,71	1,70	1,68	1,67	1,66	1,65	1,63	1,62	1,61	1,59	1,58	1,57
Loan Life Cover Ratio				1,81	1,83	1,83	1,83	1,84	1,84	1,85	1,86	1,88	1,91	1,94	2,00	2,08	2,21

Proyecto:	Shams
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	13-03-09 Según Última Oferta Presentada

Resumen Cuenta de Explotación, en Miles de Euros		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Ingresos		57.656	57.635	57.643	57.660	57.679	57.689	57.736	57.791	57.847	57.889	57.941
EBITDA (Bº Antes de Intereses, Impuestos y Amortizaciones)		44.469	44.076	43.680	43.281	42.878	42.473	42.064	41.650	41.233	40.813	40.388
EBIT (Bº Antes de Intereses e Impuestos)		25.572	25.179	24.783	24.384	23.982	23.577	23.167	22.753	22.336	21.916	27.807
Beneficio Neto		19.895	21.191	22.608	24.048	24.165	23.902	23.635	23.363	23.088	22.809	28.843
Resumen Balance de Situación, en Miles de Euros		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Fondos Propios		123.754	144.945	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008
Deuda Senior		64.889	40.311	13.918	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo en Caja y Bancos		11.777	11.777	11.777	24.490	43.419	62.350	81.289	100.211	119.142	138.073	150.698
Fondo de Maniobra		3.655	3.623	3.580	3.557	3.524	3.491	3.448	3.423	3.389	3.354	3.310
Resumen Generación de Caja, en Miles de Euros		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Caja para el Servicio de la Deuda		44.813	44.420	44.034	43.508	43.095	42.832	42.575	42.284	42.019	41.741	41.468
Servicio de la Deuda		28.878	28.878	21.668	6.747	0	0	0	0	0	0	0
Caja Disponible para Accionistas		15.935	15.542	22.366	36.761	43.095	42.832	42.575	42.284	42.019	41.741	41.468
Servicio de la Deuda Subordinada		15.259	15.542	8.821	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos		676	0	13.545	24.048	24.165	23.902	23.635	23.363	23.088	22.809	28.843
Ratios Representativos												
Resumen Cuenta de Explotación		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
EBITDA / Ingresos		77%	76%	76%	75%	74%	74%	73%	72%	71%	71%	70%
EBIT / Ingresos		44%	44%	43%	42%	42%	41%	40%	39%	39%	38%	48%
Beneficio Neto / Ingresos		35%	37%	39%	42%	42%	41%	41%	40%	40%	39%	50%
Ratios Proyecto		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
8,4%	TIR Proyecto	5,8%	6,3%	6,7%	7,0%	7,3%	7,6%	7,8%	8,0%	8,2%	8,3%	8,4%
8,6%	TIR Capitales Propios	3,7%	4,2%	4,8%	5,6%	6,3%	6,9%	7,4%	7,8%	8,1%	8,4%	8,6%
8,1%	TIR Dividendos	3,0%	3,5%	4,2%	4,8%	5,3%	5,7%	6,0%	6,3%	6,6%	6,8%	8,1%
8,2%	Coste Préstamos	7,4%	7,9%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%	8,2%
Deuda Senior ÷ (Deuda Senior + Fondos Propios)		34%	22%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda		1,55	1,54	1,52	3,01							
Loan Life Cover Ratio		2,46	3,06	6,08								

Proyecto: Shams	TIR Proyecto	8,4%	Coste Préstamos	m€ VAN de Proyecto	34.844	RCSD mínimo	1,48	LLCR mínimo	1,81	% Equity mínimo	40%
Valores Técnicos: Garantizados	TIR Capitales Propios	8,6%		m€ VAN Equity	30.743	RCSD medio	1,69	LLCR medio	2,25	% Equity medio	58%
Fecha: 13-03-09 Según Última Oferta Presentada	TIR Dividendos	8,1%		m€ VAN de Accionistas	17.749	RCSD máximo	3,01	LLCR máximo	6,08	% Equity máximo	100%

Cuenta de Pérdidas y Ganancias		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
+	Resultado de Explotación	5.837	12.639	19.455	24.167	30.506	30.134	29.761	29.387	29.013	28.637	28.260	27.881	27.502	27.120	26.736	26.350	25.962
+	Importe Neto Cifra de Negocios	0	0	16.115	51.743	58.472	58.364	58.260	58.168	58.084	58.006	57.928	57.868	57.815	57.767	57.717	57.690	57.671
+	Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	5.837	12.639	12.453	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Imputación de Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Aprovisionamientos	0	0	319	1.043	1.203	1.231	1.260	1.290	1.321	1.352	1.383	1.417	1.451	1.485	1.520	1.557	1.594
-	Gastos de Personal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Otros Gastos de Explotación	0	0	2.478	7.636	7.866	8.102	8.342	8.595	8.854	9.120	9.388	9.673	9.966	10.265	10.565	10.887	11.218
-	Amortización del Inmovilizado	0	0	6.316	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897
+	Resultado Financiero	-5.837	-12.639	-18.705	-20.393	-19.561	-18.878	-18.131	-17.340	-16.501	-15.611	-14.656	-13.630	-12.529	-11.347	-10.077	-8.713	-7.249
+	Ingresos Financieros	0	0	0	28	238	252	281	301	312	312	312	312	312	312	312	312	312
-	Gastos Financieros	5.837	12.639	18.705	20.421	19.799	19.130	18.412	17.640	16.812	15.923	14.968	13.943	12.841	11.659	10.389	9.025	7.561
=	Resultado Antes de Impuestos	0	0	750	3.774	10.945	11.256	11.630	12.048	12.512	13.026	13.604	14.251	14.972	15.773	16.659	17.637	18.713
-	Impuesto de Sociedades	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
=	Resultado del Ejercicio	0	0	750	3.774	10.945	11.256	11.630	12.048	12.512	13.026	13.604	14.251	14.972	15.773	16.659	17.637	18.713
-	Reserva Legal	0	0	75	377	1.095	1.126	1.163	1.205	1.251	1.303	1.360	494	0	0	0	0	0
-	Distribución de Dividendos	0	0	0	0	7.615	10.131	10.467	10.843	11.261	10.374	9.359	8.307	7.170	6.010	4.778	3.492	2.106

Balance de Situación		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
+	Activo No Corriente	148.926	372.880	466.103	461.177	443.232	424.335	405.439	386.542	367.645	348.748	329.852	310.955	292.058	273.161	254.264	235.368	216.471
+	Inmovilizado Intangible	5.837	18.476	30.515	29.278	28.041	26.803	25.566	24.329	23.092	21.855	20.618	19.381	18.144	16.906	15.669	14.432	13.195
+	Inmovilizado Material	143.089	354.404	435.588	417.929	400.269	382.609	364.950	347.290	329.630	311.971	294.311	276.652	258.992	241.332	223.673	206.013	188.353
+	Inversiones Financieras	0	0	0	13.971	14.923	14.923	14.923	14.923	14.923	14.923	14.923	14.923	14.923	14.923	14.923	14.923	14.923
+	Activo Corriente	0	0	7.754	8.032	8.597	12.411	15.065	16.473	16.551	16.544	16.538	16.520	16.529	16.525	16.521	16.505	16.517
+	Deudores Comerciales y Cuentas a Cobrar	0	0	3.963	4.241	4.806	4.797	4.788	4.768	4.774	4.768	4.761	4.743	4.752	4.748	4.744	4.729	4.740
+	Efectivo y Otros Activos Líquidos Equivalentes	0	0	3.791	3.791	3.791	7.614	10.276	11.705	11.777	11.777	11.777	11.777	11.777	11.777	11.777	11.777	11.777
=	Total Balance	148.926	372.880	473.857	469.210	451.829	436.746	420.503	403.015	384.196	365.293	346.389	327.475	308.587	289.686	270.785	251.873	232.988
-	Patrimonio Neto	5.957	14.915	19.647	23.421	26.751	27.877	29.040	30.245	31.496	34.148	38.392	44.336	52.138	61.902	73.783	87.928	104.535
+	Patrimonio Neto Sociedad Dominante	5.957	14.915	19.647	23.421	26.751	27.877	29.040	30.245	31.496	34.148	38.392	44.336	52.138	61.902	73.783	87.928	104.535
-	Pasivo No Corriente	142.969	357.964	453.523	445.077	424.333	408.102	390.674	371.960	351.864	330.284	307.112	282.229	255.510	226.818	196.009	162.925	127.399
+	Deudas a Largo Plazo	89.356	223.728	283.452	275.006	265.938	256.199	245.743	234.514	222.456	209.509	195.605	180.676	164.644	147.429	128.943	109.093	87.778
+	Deudas con Empresas Grupo y Asociadas	53.613	134.237	170.071	170.071	158.395	151.903	144.932	137.446	129.407	120.776	111.507	101.554	90.866	79.389	67.065	53.832	39.622
+	Acreedores Comerciales No Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Pasivo Corriente	0	0	688	711	745	767	789	810	836	861	885	909	938	966	993	1.020	1.053
+	Acreedores Comerciales y Cuentas a Pagar	0	0	688	711	745	767	789	810	836	861	885	909	938	966	993	1.020	1.053

Proyecto:	Shams
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	13-03-09 Según Última Oferta Presentada

Cuenta de Pérdidas y Ganancias		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
+	Resultado de Explotación	25.572	25.179	24.783	24.384	23.982	23.577	23.167	22.753	22.336	21.916	27.807
+	Importe Neto Cifra de Negocios	57.656	57.635	57.643	57.660	57.679	57.689	57.736	57.791	57.847	57.889	57.941
+	Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Imputación de Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Aprovisionamientos	1.632	1.670	1.711	1.753	1.795	1.836	1.882	1.928	1.974	2.020	2.066
-	Gastos de Personal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Otros Gastos de Explotación	11.555	11.889	12.253	12.627	13.006	13.380	13.790	14.213	14.639	15.057	15.486
-	Amortización del Inmovilizado	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	12.581
+	Resultado Financiero	-5.677	-3.988	-2.175	-336	184	326	468	610	752	894	1.036
+	Ingresos Financieros	312	312	312	204	184	326	468	610	752	894	1.036
-	Gastos Financieros	5.989	4.300	2.487	540	0	0	0	0	0	0	0
=	Resultado Antes de Impuestos	19.895	21.191	22.608	24.048	24.165	23.902	23.635	23.363	23.088	22.809	28.843
-	Impuesto de Sociedades	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
=	Resultado del Ejercicio	19.895	21.191	22.608	24.048	24.165	23.902	23.635	23.363	23.088	22.809	28.843
-	Reserva Legal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Distribución de Dividendos	676	0	13.545	24.048	24.165	23.902	23.635	23.363	23.088	22.809	28.843

Balance de Situación		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
+	Activo No Corriente	197.574	178.677	152.569	125.961	107.064	88.168	69.271	50.374	31.477	12.581	0
+	Inmovilizado Intangible	11.958	10.721	9.484	8.246	7.009	5.772	4.535	3.298	2.061	824	0
+	Inmovilizado Material	170.694	153.034	135.374	117.715	100.055	82.396	64.736	47.076	29.417	11.757	0
+	Inversiones Financieras	14.923	14.923	7.711	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Activo Corriente	16.515	16.514	16.501	29.229	48.160	67.091	86.022	104.961	123.896	142.831	155.447
+	Deudores Comerciales y Cuentas a Cobrar	4.739	4.737	4.725	4.739	4.741	4.742	4.732	4.750	4.755	4.758	4.749
+	Efectivo y Otros Activos Líquidos Equivalentes	11.777	11.777	11.777	24.490	43.419	62.350	81.289	100.211	119.142	138.073	150.698
=	Total Balance	214.090	195.191	169.071	155.190	155.225	155.259	155.293	155.335	155.374	155.412	155.447
-	Patrimonio Neto	123.754	144.945	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008
+	Patrimonio Neto Sociedad Dominante	123.754	144.945	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008	154.008
-	Pasivo No Corriente	89.251	49.132	13.918	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Deudas a Largo Plazo	64.889	40.311	13.918	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Deudas con Empresas Grupo y Asociadas	24.363	8.821	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Acreedores Comerciales No Corrientes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Pasivo Corriente	1.084	1.114	1.145	1.182	1.217	1.251	1.285	1.327	1.366	1.404	1.439
+	Acreedores Comerciales y Cuentas a Pagar	1.084	1.114	1.145	1.182	1.217	1.251	1.285	1.327	1.366	1.404	1.439

Proyecto:	Shams	TIR Proyecto	8,4%	Coste	m€ VAN de Proyecto	34.844	RCSD mínimo	1,48	LLCR mínimo	1,81	% Equity mínimo	40%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	8,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	30.743	RCSD medio	1,69	LLCR medio	2,25	% Equity medio	58%
Fecha:	13-03-09	Según Última Oferta Presentada	8,1%		m€ VAN de Accionistas	17.749	RCSD máximo	3,01	LLCR máximo	6,08	% Equity máximo	100%

--	--

Estado de Flujos de Efectivo		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
+	Por Actividades de Explotación	38.824	40.120	41.547	42.968	43.095	42.832	42.575	42.284	42.019	41.741	41.468
+	Resultado Antes de Impuestos	19.895	21.191	22.608	24.048	24.165	23.902	23.635	23.363	23.088	22.809	28.843
+	Ajustes al Resultado	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	12.581
-	Cambios en el Capital Corriente	-32	-32	-42	-23	-33	-33	-43	-25	-34	-35	-44
+	Otros Flujos de Actividades de Explotación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Por Actividades de Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Por Actividades de Financiación	-38.824	-40.120	-41.547	-30.255	-24.165	-23.902	-23.635	-23.363	-23.088	-22.809	-28.843
+	Cobros y Pagos por Instrumento de Patrimonio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Cobros y Pagos por Instrumentos de Pasivo Financiero	-38.148	-40.120	-28.002	-6.207	0	0	0	0	0	0	0
-	Dividendos y Remuneración Instrumentos Patrimonio	676	0	13.545	24.048	24.165	23.902	23.635	23.363	23.088	22.809	28.843
=	Aumento / Disminución de Efectivo o Equivalentes	0	0	0	12.713	18.930	18.930	18.940	18.921	18.931	18.931	12.625
	Fondos Propios / Total Fondos	40%	41%	58%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda	1,55	1,54	1,52	3,01							
	Loan Life Cover Ratio	2,46	3,06	6,08								

[illegible][illegible]

Proyecto:	Shams	TIR Proyecto	8,4%	Coste	m€ VAN de Proyecto	34.844	RCSD mínimo	1,48	LLCR mínimo	1,81	% Equity mínimo	40%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	8,6%	Préstamos	m€ VAN Equity	30.743	RCSD medio	1,69	LLCR medio	2,25	% Equity medio	58%
Fecha:	13-03-09	Según Última Oferta Presentada	8,1%		m€ VAN de Accionistas	17.749	RCSD máximo	3,01	LLCR máximo	6,08	% Equity máximo	100%

Criterio informe del BCG con corrección % Fondos																		
A-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Ajenos	0	0	9.465	28.316	28.316	28.316	28.316	28.316	28.316	28.316	28.316	28.316	28.316	28.316	28.316	28.316	
B-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Propios	0	0	9.757	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	
C-	Costes de O&M a recuperar	0	0	2.797	8.680	9.069	9.333	9.602	9.884	10.175	10.472	10.772	11.090	11.417	11.751	12.085	12.443	
D-	m€ a Recuperar	0	0	22.019	66.187	66.577	66.841	67.110	67.392	67.683	67.979	68.279	68.597	68.925	69.258	69.592	69.951	
E-	Venta de Electricidad	0,00	0,00	67,13	213,87	239,40	237,86	236,32	234,80	233,28	231,78	230,28	228,80	227,32	225,86	224,40	222,95	
F-	WACC para VAN	10,20%	10,20%	10,20%	10,35%	10,51%	10,68%	10,86%	11,05%	11,26%	11,48%	11,72%	11,98%	12,25%	12,54%	12,85%	13,19%	
= € / MWh		292,89																

Proyecto:	Shams
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	13-03-09 Según Última Oferta Presentada

Coste Liderizado de la Energía		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Criterio del Marco Legal Estable												
+	m€ Costes de Operación	13.187	13.559	13.964	14.380	14.801	15.216	15.672	16.141	16.614	17.077	17.553
+	m€ Anualidad por Inversión	50.481	50.481	50.481	50.481	44.635	44.635	44.635	44.635	44.635	44.635	44.635
=	m€ a Recuperar	63.668	64.041	64.445	64.861	59.435	59.851	60.306	60.776	61.249	61.711	62.187
÷	GWh de electricidad	220,08	218,66	217,25	215,85	214,46	213,07	211,70	210,33	208,98	207,63	206,29
=	€/ MWh	289	293	297	300	277	281	285	289	293	297	301

Criterio informe del BCG												
A-	% Fondos Ajenos		60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
B-	% Fondos Propios		40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
C-	Tasa de Interés Fondos Ajenos		7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%
D-	Coste Fondos Propios		15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%
E-	WACC		10,20%	10,20%	10,20%	10,20%	10,20%	10,20%	10,20%	10,20%	10,20%	10,20%
F-	Años Pago de la Deuda		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
G-	Años Vida de la Instalación		25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33
H-	CAPEX (incluidos Intercalarios)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I-	Anualidad Retribución Capitales		52.685	52.685	52.685	52.685	52.685	52.685	52.685	52.685	52.685	52.685
J-	Costes de O&M a recuperar		13.187	13.559	13.964	14.380	14.801	15.216	15.672	16.141	16.614	17.077
= m€ a Recuperar			65.872	66.245	66.649	67.065	67.486	67.901	68.357	68.826	69.299	69.762
K-	Venta de Electricidad		220,08	218,66	217,25	215,85	214,46	213,07	211,70	210,33	208,98	207,63
= € / MWh			281,43									

Criterio informe del BCG con corrección % Fondos												
A-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Ajenos	28.316	28.316	28.316	28.316	0	0	0	0	0	0	0
B-	Coste por CAPEX financiado con Fondos Propios	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191	29.191
C-	Costes de O&M a recuperar	13.187	13.559	13.964	14.380	14.801	15.216	15.672	16.141	16.614	17.077	17.553
D-	m€ a Recuperar	70.695	71.067	71.471	71.887	43.992	44.407	44.863	45.332	45.805	46.268	46.744
E-	Venta de Electricidad	220,08	218,66	217,25	215,85	214,46	213,07	211,70	210,33	208,98	207,63	206,29
F-	WACC para VAN	13,93%	14,34%	14,78%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%
= €/ MWh		292,89										

Proyecto:	Shams	TIR Proyecto	8,4%	Coste Préstamos	m€ VAN de Proyecto	34.844	RCSD mínimo	1,48	LLCR mínimo	1,81	% Equity mínimo	40%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	8,6%		m€ VAN Equity	30.743	RCSD medio	1,69	LLCR medio	2,25	% Equity medio	58%
Fecha:	13-03-09	Según Última Oferta Presentada	8,1%	8,2%	m€ VAN de Accionistas	17.749	RCSD máximo	3,01	LLCR máximo	6,08	% Equity máximo	100%

Proyecto:	Shams
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	13-03-09 Según Última Oferta Presentada

01.- Perfil del Negocio SIN Financiación

[illegible][illegible]

Proyecto:	Shams	TIR Proyecto	8,4%	Coste Préstamos	m€ VAN de Proyecto	34.844	RCSD mínimo	1,48	LLCR mínimo	1,81	% Equity mínimo	40%
Valores Técnicos:	Garantizados	TIR Capitales Propios	8,6%		m€ VAN Equity	30.743	RCSD medio	1,69	LLCR medio	2,25	% Equity medio	58%
Fecha:	13-03-09	Según Última Oferta Presentada	8,1%	8,2%	m€ VAN de Accionistas	17.749	RCSD máximo	3,01	LLCR máximo	6,08	% Equity máximo	100%

02.- Perfil del Equity

Criterio 01: Criterio de Devengo		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
+	Bº Antes de Impuestos	0	0	750	3.774	10.945	11.256	11.630	12.048	12.512	13.026	13.604	14.251	14.972	15.773	16.659	17.637	18.713
	+ Ingresos Operación	0	0	16.115	51.743	58.472	58.364	58.260	58.168	58.084	58.006	57.928	57.868	57.815	57.767	57.717	57.690	57.671
	+ Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	5.837	12.639	12.453	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Imputación de Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+ Ingresos Financieros	0	0	0	28	238	252	281	301	312	312	312	312	312	312	312	312	312
	- Gastos Durante la Construcción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- Gastos Durante la Explotación	0	0	2.797	8.680	9.069	9.333	9.602	9.884	10.175	10.472	10.772	11.090	11.417	11.751	12.085	12.443	12.812
	- Gastos Financieros	5.837	12.639	18.705	20.421	19.799	19.130	18.412	17.640	16.812	15.923	14.968	13.943	12.841	11.659	10.389	9.025	7.561
	- Amortizaciones	0	0	6.316	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897
-	Impuesto de Sociedades	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
=	Bº Antes de Intereses y despues de Impuestos	0	0	750	3.774	10.945	11.256	11.630	12.048	12.512	13.026	13.604	14.251	14.972	15.773	16.659	17.637	18.713
+	Amortizaciones	0	0	6.316	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897	18.897
+	Aumento Pasivo Circulante	0	0	688	24	34	22	22	21	26	24	25	24	29	27	27	27	33
-	Trabajos Propia Empresa para su Inmovilizado	5.837	12.639	12.453	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Imputación de Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Aumento Activo Circulante	0	0	3.963	279	565	-9	-9	-21	6	-6	-6	-18	9	-4	-4	-15	11
=	Fondos Generados	-5.837	-12.639	-8.661	22.416	29.311	30.183	30.557	30.986	31.429	31.954	32.531	33.189	33.890	34.701	35.587	36.576	37.632
-	Inversiones	143.089	211.315	87.087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
=	Cash Flow Generado	-148.926	-223.954	-95.749	22.416	29.311	30.183	30.557	30.986	31.429	31.954	32.531	33.189	33.890	34.701	35.587	36.576	37.632
+	Subvenciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Deuda Senior (+Petición / -Devolución / - Dotación FRSD)	89.356	134.372	59.724	-22.416	-10.021	-9.738	-10.457	-11.229	-12.058	-12.948	-13.903	-14.930	-16.032	-17.215	-18.486	-19.850	-21.315
+	Deuda IVA (+Petición / -Devolución)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Ajuste Intereses Deuda Socios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+	Valor Residual Sociedad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
=	Cash Flow para Equity	-59.570	-89.581	-36.025	0	19.291	20.445	20.100	19.757	19.371	19.006	18.628	18.260	17.858	17.486	17.102	16.725	16.316
Check 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERR	8,65%	Check ERR	0,00															

[illegible]

Proyecto:	Shams
Valores Técnicos:	Garantizados
Fecha:	13-03-09 Según Última Oferta Presentada

[illegible]